Conseil des sciences du Canada

Science Council of Canada

SÉRIE «STRATÉGIES SECTORIELLES EN MATIÈRE DE TECHNOLOGIE»

N° 12

L'énergie électrique au Canada

SÉRIE «STRATÉGIES SECTORIELLES EN MATIÈRE DE TECHNOLOGIE»

N° 12 L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA

Conseil des sciences du Canada
100, rue Metcalfe
Ottawa (Ontario)
Canada K1P 5M1

N° de catalogue : SS25-1/12-1992F
N° d'ISBN : 0-662-97353-4
© Ministre des Approvisionnements et Services, 1992

92-07656/

Table des matières

Faits saillants v
Historique de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» viii
Commentaire sur la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» et sur les objectifs de la R-D ix
Liste des rapports de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» xi
Remerciements xii

Introduction 1

Vue d'ensemble de l'énergie électrique dans le monde 2
- Technologie et monopole réglementé 2
- Marché concurrentiel et débat sur la privatisation 3

Vue d'ensemble de l'énergie électrique au Canada 8
- Entreprise de taille, faible coût 8
- Le choix de la privatisation au Canada 12

Un problème technologique d'envergure : la question du facteur de charge 14
- Facteur de charge et combinaison des équipements 14
- la combinaison des équipements et les coûts de l'électricité 15
- Facteur de charge et stratégies de tarification 18
  - Étude de cas : le coût élevé du chauffage exclusivement électrique 19

La R-D canadienne en matière d'énergie électrique au Canada dans le contexte mondial 22
- Organisation de la R-D 22
- Objectifs de la R-D 22
- Principaux champs de recherche 22
- Intensité de la R-D 23
- Approvisionnement des services publics d'électricité 24
- Retombées de la R-D des services publics d'électricité 25
- Infrastructure industrielle nationale 26

Possibilités et stratégies de croissance du secteur de l'énergie électrique au Canada 30
- Recherche en amont sur les technologies de production et de transport 30
- Recherche en aval : utilisation et applications 33
- Systèmes de chauffage mixtes 34
- Stratégies de croissance 36

Conclusion 38

Annexe — Cadre d'analyse des stratégies en matière de technologie 39

Notes 41

Tableaux et figures

Tableau 1. Comparaison représentative des structures de coûts du kilowattheure (moyenne actuelle) 17
Tableau 2. Les services publics d'électricité, 1989 24

Figure 1. Schéma représentatif des degrés-jours au Canada 20
Figure 2. Retombées de la R-D des services publics d'électricité 27

Faits saillants

- Les services publics d'électricité au Canada sont de grandes entreprises. Ontario Hydro et Hydro-Québec comptent parmi les groupes industriels les plus importants du pays et sont au nombre des 10 sociétés effectuant le plus de R-D industrielle. Plusieurs autres services publics d'électricité au pays disposent de programmes de R-D importants. Le Canada a élaboré, à l'échelle nationale, maintes technologies en matière d'énergie électrique, notamment dans le domaine de la production d'énergie hydro-électrique et du transport à grande distance; ces technologies comprennent aussi le réacteur nucléaire CANDU.

- Le régime de monopole réglementé qu'ont adopté, au Canada, les services publics d'électricité a permis de remarquables économies d'échelle dans la production d'énergie, grâce à des stratégies technologiques axées sur l'élaboration de vastes systèmes centralisés, fondés sur des installations hydro électriques, ou la technologie nucléaire du CANDU mise au point par Énergie atomique du Canada Limitée (EACL).

- Dans la plupart des pays, la R-D des services d'électricité est intégrée aux structures internes des entreprises, comme c'est le cas de la plupart des sociétés canadiennes d'énergie, y compris Hydro-Québec, Ontario Hydro et B.C. Hydro — les plus grandes. Cependant, l'Association canadienne de l'électricité aide à coordonner la R-D au Canada, tandis que le Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques appuie également la recherche en matière d'énergie électrique. La R-D dans le domaine des services d'électricité vise principalement à améliorer le rendement. On s'efforce peu de commercialiser les résultats de ces recherches ou de créer de nouveaux produits ou de nouvelles technologies dans le secteur de l'électricité.

- À l'échelle mondiale, les services publics canadiens d'électricité occupent le gros du peloton en matière de R-D. Comparativement à la plupart des 14 autres secteurs étudiés par le Conseil des sciences du Canada dans le cadre de sa série «Stratégies sectorielles en matière de technologie», celui de l'énergie électrique a un rendement élevé.

- Au Japon, les services publics d'électricité acquittent une taxe sur leurs ventes d'électricité. Cette taxe sert à financer un fonds entièrement consacré aux projets nationaux de R-D. Le Canada pourrait s'inspirer de cet exemple. Les services publics retirent de l'argent de ce fonds pour s'acquitter des mandats de R-D qui leur sont confiés. Le Japon est le pays qui consacre le plus d'efforts à la R-D dans le secteur de l'énergie électrique. Ses activités dans ce domaine sont de deux à trois fois supérieures à celles des autres grands pays industrialisés.

- Les coûts de l'électricité au Canada sont inférieurs à ceux de presque tous les autres pays. Les services publics canadiens d'électricité soutiennent que leurs systèmes de production sont hautement efficaces et que leurs ressources naturelles — eau, uranium, charbon et gaz — sont peu coûteuses. Ils soulignent également leur longue tradition de sécurité, y compris pour le système CANDU.

- La question des coûts de l'énergie au Canada fait cependant l'objet d'une controverse. Certains critiques affirment que les services publics d'électricité sont directement et indirectement subventionnés par les contribuables provinciaux et que les tarifs seraient plus élevés si des pratiques commerciales normales s'appliquaient. La question des barèmes tarifaires est très importante; des tarifs plus élevés rendraient rentables des technologies de production différentes, dont plusieurs

seraient plus écologiques. En revanche, de tels tarifs pourraient également freiner le développement d'industries à forte intensité d'énergie électrique, comme celles de la fusion et de l'affinage des métaux.

- La controverse entourant les stratégies en matière de technologie et les coûts réels s'étend parfois à la question de la privatisation des services d'électricité. Ces derniers changeraient probablement de stratégie en matière de technologie s'ils étaient privatisés. Dans un contexte privatisé, les investisseurs favoriseraient sans doute des technologies de production à plus faible échelle et plus modulaires, et mettraient beaucoup moins l'accent sur les économies d'échelle, même au risque de faire augmenter à long terme les tarifs d'électricité.

- On ne s'entend guère sur l'opportunité de privatiser les services d'électricité. En outre, bien que l'on ait beaucoup parlé de privatisation depuis peu, d'autres questions et d'autres indicateurs seraient plus aptes à nous éclairer quant aux choix stratégiques qui s'offrent à ce secteur en matière de technologie.

- L'une de ces questions concerne le facteur de charge du réseau d'électricité. Le facteur de charge est un indice de la continuité de la demande d'énergie électrique. Des facteurs de charge élevés sont l'indice d'une demande relativement constante. Ce type de demande convient particulièrement bien aux sources d'énergie centralisées que sont les génératrices de puissance de base. Les facteurs de charge plus faibles, en revanche, traduisent une demande variable. Ce genre de demande rend possible une production d'électricité à faible échelle, décentralisée et modulaire. Bien que les systèmes hydrauliques offrent plus de souplesse en soi que les centrales thermiques, les problèmes d'approvisionnement en eau et de stockage font qu'ils sont eux aussi tributaires du facteur de charge.

- Les services publics d'électricité au Canada favorisent généralement la conception et la construction de grandes génératrices de puissance de base décentralisées. Leurs programmes de R-D appuient cette stratégie, dont la justesse sera confirmée si les facteurs de charge élevés deviennent la norme; toutefois, s'ils fléchissent, la stratégie de production énergétique décentralisée sera peut-être préférable et commandera une R-D de type différent.

- Une façon de trancher la question du facteur de charge et les controverses qui en découlent en matière de technologie et de gestion serait la mise en place de nouveaux barèmes tarifaires différenciés selon le facteur de charge du réseau d'électricité. Bien que les services publics d'électricité aient traditionnellement tenté d'établir un prix de référence unique pour l'électricité, notamment pour la clientèle du pays, les présents taux d'intérêt élevés et l'évolution de la technologie justifient de nouveaux barèmes tarifaires. Des barèmes tarifaires différenciés seraient semblables à une déréglementation. Ils pourraient offrir une partie de la souplesse et du recouvrement des coûts propres à la privatisation, sans sacrifier complètement les économies d'échelle.

- Le secteur de l'énergie électrique manifeste un certain intérêt pour les barèmes tarifaires différenciés. Plusieurs services publics en font actuellement l'essai. Il faudrait poursuivre la mise au point de tels barèmes.

- Les barèmes actuels ressemblent à ceux des services téléphoniques. Les abonnés du secteur résidentiel ne paient généralement pas leur pleine part des coûts du service, tandis que les abonnés du secteur industriel ou commercial versent plus que leur part.

- L'adoption généralisée de barèmes tarifaires différenciés pourrait offrir de meilleures possibilités de commercialisation des technologies nouvelles telles que la cogénération ou, dans un avenir plus lointain, le photovoltaïque.

- La subdivision du matériel électrique et des électrotechnologies au Canada est beaucoup moins développée que le secteur de la production et du transport de l'énergie. On y fait peu de R-D. L'exception est EACL, dont le réacteur CANDU a entraîné d'importantes retombées industrielles et une R-D appréciable au pays. Mais l'absence d'une subdivision du matériel électrique et des électrotechnologies entraîne d'importantes pertes pour l'économie canadienne. Il serait peut-être profitable d'orienter la R-D canadienne en matière d'énergie électrique vers la poursuite d'avantages industriels. Les principaux services publics d'électricité au Canada reconnaissent l'intérêt de s'engager dans cette voie.

- Plusieurs services publics d'électricité cotisent au Comité canadien des électrotechnologies (CCE) en vue d'obtenir et de partager de l'information technologique. Organisme mixte regroupant des services publics, des industries et des universités, le CCE est voué à la diffusion de la technologie, à l'éducation et au soutien de l'information partout au Canada, et il entretient des liens étroits avec des organismes semblables à l'étranger. Le mandat et les activités du CCE en font un organisme unique en son genre au pays et qui obtient des résultats fort prometteurs.

- Une importante technologie nouvelle que pourraient favoriser des tarifs différenciés est celle des systèmes de chauffage biénergie ou mixtes. Des systèmes de ce genre pourraient présenter des avantages importants au Canada, compte tenu de ses hivers rigoureux et de sa capacité de production à grande échelle du régime de base. Jusqu'à 80 p. 100 du chauffage des bâtiments au Canada pourrait être assuré par des systèmes mixtes, à des coûts d'électricité marginaux, hors pointe, c'est-à-dire les plus bas. Ces systèmes, fort répandus dans certaines parties des États-Unis, ont connu un certain succès au Canada, notamment sous l'impulsion d'Hydro-Québec. Ils pourraient offrir d'importants avantages industriels en aval.

Historique de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie»

Dans la «nouvelle» économie des années 1990, les entreprises prospères à forte valeur des pays industrialisés sont mues par l'innovation et incitées à consacrer des fonds à de nouveaux produits et procédés. Elles axent de plus en plus leurs stratégies commerciales sur des connaissances et des compétences spécialisées pour adapter leurs propres technologies clés aux marchés particuliers.

Où se situe le Canada dans ce nouveau milieu en évolution rapide, où les alliances et les relations changent constamment? La faible capacité d'innovation de l'industrie canadienne est une préoccupation du Conseil des sciences du Canada depuis 1971, année où l'organisme a fait paraître le rapport *L'innovation en difficulté*. Le Conseil a exprimé à nouveau ses inquiétudes dans sa déclaration intitulée *Innovation sectorielle*, publiée en 1987. Concentrant alors son attention sur les mesures susceptibles d'être prises au niveau sectoriel, le Conseil affirmait :

> Les milieux industriels et gouvernementaux du Canada sont de plus en plus conscients du rôle clé joué par la technologie et la R-D dans la concurrence intérieure et internationale. Le Conseil des sciences considère qu'il incombe avant tout à l'industrie de relever le calibre de la technologie et d'accroître les activités de R-D au Canada. Néanmoins, les gouvernements peuvent venir en aide aux milieux industriels dans leurs efforts pour maintenir leur compétitivité à long terme à la fois en collaborant avec des entreprises individuelles et en bâtissant un consensus sur l'élaboration de stratégies d'innovation adaptées aux divers secteurs industriels. Il ne s'agit pas, pour les gouvernements, de dire aux entreprises ce qu'elles doivent faire, mais bien de favoriser la collaboration entre celles-ci dans une perspective d'autodéveloppement. Pour parvenir à un tel consensus sur la stratégie à adopter pour un secteur particulier, il faut établir une collaboration étroite et continue avec les industries sur le rôle actuel de la technologie et de la R-D dans le secteur, sur les perspectives de développement et sur la nature des sources, des stimulis et des formes d'innovation technologique. De toute évidence, pour réussir, il faudra élaborer des stratégies d'innovation distinctes pour chaque secteur de l'industrie. Le Conseil des sciences souhaite qu'en bâtissant ce consensus, on parviendra à déterminer les priorités, à établir les domaines qui se prêtent à la coopération et à élaborer un plan d'action.

Cet énoncé s'est révélé une étape importante de la décision qu'a prise par la suite le Conseil d'entreprendre un grand projet sur les stratégies sectorielles en matière de technologie.

En 1989, à un moment où l'état de la compétitivité canadienne suscitait beaucoup de préoccupations et où l'on s'interrogeait sérieusement sur le faible niveau des dépenses brutes affectées à la recherche et au développement au Canada par rapport à d'autres pays industrialisés, Industrie, Sciences et Technologie Canada (ISTC) a accepté d'assurer la plus grande partie du financement de ce projet. ISTC a aussi choisi les secteurs sur lesquels il souhaitait que porte le projet.

Chaque rapport de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» s'inspire en partie d'analyses commandées par le Conseil des sciences du Canada à des entrepreneurs; celles-ci sont conçues pour révéler la dynamique de l'innovation technologique dans le secteur et celle des stratégies des sociétés en matière de technologie. Chaque rapport a aussi bénéficié, dans une large mesure, des observations et des conseils formulés par les nombreux experts externes des milieux d'affaires, universitaires et gouvernementaux, auxquels on rend hommage dans les remerciements.

Commentaire sur la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» et sur les objectifs de la R-D

La série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» porte sur 15 secteurs d'activité au Canada. À la lumière de l'analyse effectuée, le Conseil des sciences du Canada formule les commentaires suivants sur le rendement du Canada en recherche et développement (R-D) et sur l'établissement d'objectifs sectoriels de R-D.

- Regroupées par secteur, les entreprises canadiennes exécutent généralement beaucoup moins de travaux de R-D que leurs concurrents commerciaux. En pourcentage des ventes, la R-D représente, pour les entreprises canadiennes, entre le tiers et la moitié de ce qu'effectuent dans le domaine leurs principaux concurrents sectoriels sur la scène internationale. Parmi les secteurs étudiés, celui des télécommunications constitue toutefois une exception digne de mention.

- Pour certaines lignes de produits ou technologies particulières, il faut atteindre certains seuils minimaux absolus de R-D et de dépenses d'investissement avant que les efforts consentis puissent éventuellement rapporter. Il est évident que les seuils minimaux sont élevés dans certains segments de secteurs, tels que les télécommunications (commutateurs de central téléphonique), les pièces automobiles (fournisseurs de premier niveau), le pétrole et le gaz (normes des raffineries sur l'essence reformulée) et l'électronique (fonderies où l'on traite les circuits intégrés). De tels seuils absolus ne peuvent être exprimés clairement en tant que pourcentage des ventes.

- Dans la majorité des 15 secteurs étudiés, la faiblesse des sommes allouées à la R-D par les entreprises s'explique par le choix de la stratégie commerciale et technologique (qui élimine presque les entreprises canadiennes de nombreux segments de marché à plus forte valeur ajoutée), la taille relativement petite des entreprises canadiennes, le haut niveau des seuils absolus de dépenses au titre de la R-D qu'il faut consentir pour jouer un rôle prépondérant, surtout dans le domaine des stratégies technologiques novatrices, et le pourcentage de propriété étrangère dans les entreprises canadiennes (un facteur particulièrement important dans les secteurs des pièces et des véhicules automobiles).

- L'insuffisance de R-D au Canada par rapport aux autres pays n'est que l'un des nombreux facteurs qui nuisent à la compétitivité du pays. Parmi ceux-ci figurent les coûts des investissements et de la main-d'œuvre, la qualité technique, la commercialisation et la gestion. La contribution de la R-D, ou plus précisément de l'innovation technologique, est pourtant de plus en plus marquée dans l'économie mondiale, mais le Canada continue de tirer de l'arrière en ce domaine. Le faible niveau de R-D affecte tout particulièrement les secteurs canadiens qui reposent sur l'exploitation des ressources en réduisant leur compétitivité dans le cas des produits différenciés à plus forte valeur. Ces secteurs sont ainsi vulnérables aux fluctuations de prix défavorables, mais indépendantes de leur volonté, qui découlent par exemple d'une augmentation du taux de change.

- Les industries canadiennes disposent assurément d'un considérable potentiel d'accroissement de leurs investissements en R-D. Cependant, l'exploitation de ce potentiel dépend fortement de l'optique des dirigeants d'entreprises et de leur capacité d'utiliser la technologie de façon stratégique, d'accélérer le processus d'innovation dans l'entreprise, de travailler plus étroitement avec les fournisseurs et les «clients exigeants» d'un bout à l'autre de la chaîne de production, et de

se doter des ressources nécessaires pour innover davantage et faire de la R-D. Les entreprises canadiennes n'ont pas encore saisi pleinement les répercussions de la stratégie nouvelle, dite stratégie de l'«entreprise superefficace» ou du «producteur flexible». Pour adopter cette nouvelle stratégie, elles devront chercher à offrir le meilleur produit possible à leurs clients. Afin de répondre aux besoins de ces derniers, elles devront intégrer les compétences d'une main-d'œuvre aguerrie à une structure de direction souple qui stimule les initiatives de coopération, tant au sein des entreprises qu'entre les entreprises.

- Les sociétés canadiennes œuvrant dans les secteurs étudiés cherchent surtout à adopter et à adapter des technologies existantes. Elles ne font guère place aux stratégies d'innovation technologique (une fois de plus, le secteur des télécommunications fait exception à la règle) et à peine quelques-unes d'entre elles se tournent vers les stratégies de pénétration des marchés dans le but de renforcer leur position concurrentielle. Dans l'ensemble, les entreprises des 15 secteurs envisagés ne font que peu d'efforts de diversification en dehors des lignes de produits existantes, préférant plutôt accroître l'efficacité de la production.

- Les gouvernements peuvent établir des objectifs de R-D par secteur, dans l'espoir d'inciter les entreprises à accroître leur rendement, à modifier leur stratégie commerciale et à obtenir un plus grand engagement du secteur privé à l'égard de la R-D. Cependant, la R-D effectuée par le secteur privé ne sera valable que si elle s'accompagne d'un vaste ensemble d'initiatives communes des secteurs public et privé, depuis les techniques améliorées et la production accrue jusqu'au financement et à la commercialisation. L'intensification des activités de R-D ne sera productive que si elle va de pair avec une stratégie commerciale en matière de technologie plus élaborée et conçue minutieusement afin d'appuyer les objectifs commerciaux des entreprises. Sinon, ces dernières ne pourront pas rassembler les investissements complémentaires requis pour tirer profit de la R-D. C'est l'entreprise qui doit engager des ressources aux fins de la R-D.

- Il devient de plus en plus difficile d'établir des objectifs par secteur en matière de R-D, puisque des facteurs tels les progrès technologiques, les changements dans la réglementation et les restructurations commerciales ont pour effet de décloisonner les secteurs. Les grandes entreprises diversifiées qui sont au premier plan de la R-D industrielle contemporaine s'adonnent en effet à des activités de R-D qui pourraient relever de plusieurs secteurs. Citons, par exemple, la R-D dans le domaine des textiles et des matériaux réalisée par de grandes entreprises japonaises de l'acier, la R-D en électronique effectuée par les fabricants de véhicules automobiles, et la R-D sur les logiciels faite par les entreprises de télécommunications. Les gouvernements canadiens ont, à juste titre, favorisé une intensification des efforts de R-D au sein des industries du pays. Vu le rythme rapide des progrès scientifiques et des changements techniques, d'une part, et compte tenu du rôle de l'interdépendance des systèmes et de la synergie entre les techniques, d'autre part, l'établissement d'objectifs de R-D ne semble pas justifier l'effort soutenu, la coopération et, en dernière analyse, l'engagement nécessaires du gouvernement fédéral, des gouvernements provinciaux et des organismes privés.

Liste des rapports de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie»

N° 1	Les télécommunications au Canada
N° 2	Les pièces automobiles au Canada
N° 3	Le fer et l'acier au Canada
N° 4	Les véhicules automobiles au Canada
N° 5	Le pétrole et le gaz naturel au Canada
N° 6	Les produits pétrochimiques et les résines au Canada
N° 7	Les banques au Canada
N° 8	Les métaux non ferreux au Canada
N° 9	Les produits forestiers au Canada
N° 10	La machinerie au Canada
N° 11	Les aliments et boissons au Canada
N° 12	L'énergie électrique au Canada
N° 13	Le génie-conseil au Canada
N° 14	L'électronique au Canada
N° 15	Les logiciels et les services informatiques au Canada

Remerciements

Le Conseil des sciences du Canada remercie les personnes et les organismes suivants, qui ont contribué à la préparation du présent rapport grâce aux conseils et aux renseignements qu'ils ont fournis : Conseillers en management MARCON Inc., Montréal; J.-P. Cristel et Associés, Montréal; Bernard Houde, Comité canadien des électrotechnologies, Montréal; Hydro-Québec, Montréal; Ontario Hydro, Toronto; Phillipe Faucher, Centre de recherche en développement industriel et technologique, Université du Québec à Montréal; Constantine Lafkas, Kingston; Gary Kreps, Montréal; Paul Tisdall, The Network, Ottawa.

Les opinions et les conclusions contenues dans le présent rapport sont celles du Conseil des sciences du Canada et ne représentent pas nécessairement celles d'autres personnes ou d'autres organismes.

Le comité du Conseil des sciences du Canada qui a dirigé le projet se composait des personnes suivantes :

John Roth, président, Systèmes sans fil, Northern Telecom (président du comité jusqu'en février 1991);
Simon J.S.W. Curry, directeur, Modélisation au niveau du système, Recherches Bell-Northern Ltée (président du comité depuis février 1991);
Morrell Bachynski, président, MPB Technologies Inc.;
*Richard Bolton, directeur général, Centre canadien de fusion magnétique, Institut de recherche d'Hydro-Québec;
Richard Dillon, directeur, Alafin Consultants Ltd.;
Gerry B. Dyer, directeur de la recherche, Du Pont Canada Inc.;
J. Barry French, professeur, Institute for Aerospace Studies, Université de Toronto;
James Gilmour, directeur de l'analyse des politiques, Conseil des sciences du Canada (membre d'office);
Gordon Gow, président-directeur général, Société internationale de l'Ontario;
Janet Halliwell, présidente, Conseil des sciences du Canada (depuis août 1990; membre d'office);
Geraldine Kenney-Wallace, présidente, Conseil des sciences du Canada (jusqu'à juillet 1990; membre d'office);
Bernard M. Leduc, chef de la direction scientifique et directeur régional, Wyeth-Ayerst Research — Canada;
Guy P.F. Steed, directeur des programmes, Conseil des sciences du Canada (membre d'office);
Andrew J. Szonyi, président, Canadian Resource Management Ltd.;
Graham Taylor, directeur, Innovation et diffusion de la technologie, Industrie, Sciences et Technologie Canada;
Hugh Wynne-Edwards, président, Terracy Corporation.

Le personnel du projet comprenait :

Rick Clayton, agent de projet et membre du comité du projet, Conseil des sciences du Canada;
Jean Reavley, attachée de recherche, Conseil des sciences du Canada.

* Chargé d'assurer la liaison avec le comité pour le rapport sur l'énergie électrique.

Introduction

Le secteur canadien de l'énergie électrique est dominé par plusieurs très grandes sociétés dont les investissements dans la R-D sont considérables. De fait, trois des 10 entreprises canadiennes les plus importantes en matière de R-D au Canada sont issues de ce secteur — il s'agit d'Énergie atomique du Canada Limitée (EACL), d'Ontario Hydro et d'Hydro-Québec.

À maints égards, ce secteur de l'industrie est caractérisé par la réussite, notamment par ses tarifs qui sont les plus bas de tous les pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Mais que l'électricité provienne de l'énergie nucléaire, hydraulique ou thermique, ses effets sur l'environnement, de même que la question de savoir si les tarifs actuels reflètent vraiment les coûts de production, font l'objet d'une controverse. Une autre controverse entoure la privatisation de ces grandes sociétés, qui sont des monopoles réglementés, et la décentralisation de leur production. Pareille décision aurait d'importantes répercussions technologiques.

Le présent rapport vise principalement à mettre en lumière les stratégies en matière de technologie des principales entreprises canadiennes, les activités de R-D dans ce secteur, comparativement aux autres pays, les principales raisons des différences à cet égard et les répercussions de ces différences sur la compétitivité.

Vue d'ensemble de l'énergie électrique dans le monde

Technologie et monopole réglementé

La production d'énergie électrique est une industrie en forte croissance depuis plusieurs dizaines d'années et ne donne aucun signe de ralentissement. La consommation de combustibles fossiles — la principale source d'énergie — en Amérique du Nord a très peu augmenté ou est demeurée stable depuis les crises du pétrole de 1974 et de 1979, mais la demande d'électricité a continué de croître, augmentant encore sa part du marché énergétique nord-américain. Outre ses utilisations traditionnelles que sont l'éclairage et les moteurs électriques (où les énergies de remplacement ne peuvent pas s'appliquer en pratique), l'électricité fait maintenant concurrence aux autres sources d'énergie dans des domaines tels que le chauffage des bâtiments et la chaleur industrielle. Cette percée a entraîné un examen plus rigoureux de la part du public des méthodes de production de l'électricité, de son coût, et peut-être, par-dessus tout, de ses effets sur l'environnement et de sa sécurité.

L'énergie électrique a toujours été produite par des monopoles réglementés. On estimait peu réaliste que ce domaine fût concurrentiel, puisqu'un service d'électricité nécessite des branchements individuels dans les deux sens entre la centrale et l'usager. Il aurait été peu pratique que deux ou plusieurs entreprises se fassent concurrence dans chaque rue, route, municipalité ou exploitation agricole. Il en aurait résulté d'énormes répétitions inutiles et des coûts exorbitants. Il fallait cependant que ces monopoles fussent réglementés par les gouvernements afin d'éviter des taux excessifs. De fait, il apparaissait souvent logique que les gouvernements eux-mêmes fussent propriétaires et exploitants des sociétés d'électricité, et c'est ce qui s'est produit le plus souvent au Canada. À l'exception de certains services d'électricité de l'Alberta et de l'Île-du-Prince-Édouard, les services publics d'électricité sont des entreprises gouvernementales provinciales. Partout dans le monde, on a voulu créer des monopoles réglementés pour la production d'énergie électrique.

Le régime des monopoles réglementés dans le secteur de l'énergie électrique, joint aux progrès de la technologie, a également entraîné un phénomène remarquable : les économies d'échelle. Les grandes installations centralisées produisent l'électricité la moins coûteuse. Une seule génératrice typique (par exemple, un réacteur nucléaire) fournit une puissance assignée de plus de 600 mégawatts (MW). Normalement, une installation complète dispose d'au moins quatre génératrices de ce type, d'une puissance totale de 2 500 MW. Bien que l'aménagement des grandes centrales et des réacteurs nucléaires commande, au départ, des coûts d'investissement importants, les coûts de leurs sources d'énergie (inexistants dans le cas de l'eau et faibles dans celui de l'uranium) leur permettent, à long terme, d'offrir les plus bas prix au kilowattheure (kWh). En conséquence, la R-D et le fait même que l'on construise ce genre d'installations ont contribué à promouvoir le système. Aux États-Unis, la crise des années 1930 a donné lieu, sous le président Roosevelt, à la réalisation de mégaprojets tels que le réseau d'électricité de la Tennessee Valley Authority, dans l'est, et le barrage hydro-électrique de Grand Coulée, entre autres, dans l'ouest. À l'issue de la Seconde Guerre mondiale, la mise au point de la bombe atomique, par l'armée, a permis l'avènement de l'énergie nucléaire.

Le Canada ne disposait pas d'un programme militaire d'appui à la recherche nucléaire, mais l'industrialisation avancée du pays, à la faveur de la guerre, jointe à ses abondantes réserves intérieures d'uranium, lui ont permis de mettre au point le réacteur CANDU, un système équivalent, mais techniquement différent. Plus tard, au début des années 1960, la création de la société d'État Hydro-Québec a entraîné la réalisation de vastes barrages hydro-électriques à Churchill Falls, au Labrador, et à la baie James, au Québec. En outre, les travaux de recherche de cette société lui ont permis

d'entrevoir pour l'avenir des modes de transport et de production d'une capacité encore plus grande et potentiellement plus économiques et plus sûrs, tels que la fusion et la supraconductivité.

Les coûts de l'électricité ont généralement diminué, en termes réels, tout au long des années 1960 et 1970. Les barèmes tarifaires mis en place par les services publics semblaient indiquer que ceux-ci réalisaient de véritables économies d'échelle.

Cependant, par suite de la crise du pétrole des années 1970, les barèmes tarifaires, de même que la philosophie de production des services publics d'électricité, furent remis en question, d'abord aux États-Unis, puis au Canada et ailleurs dans le monde. Les sociétés d'électricité durent accepter le fait que le bouleversement des coûts relatifs de l'énergie suscité par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) était plus considérable que prévu. Au cours des années qui suivirent la crise du pétrole, les sociétés productrices d'électricité à partir de cette ressource (presque inexistantes au Canada, mais fort nombreuses dans certains États américains) virent grimper leurs coûts d'exploitation. Mais la possibilité de remplacer le pétrole et le gaz par l'électricité ainsi que la perspective, fondée sur l'expérience, d'une baisse soutenue du coût réel de l'électricité laissaient entrevoir la probabilité d'une augmentation importante de la demande. Il faudrait construire de nouvelles centrales non thermiques. D'énormes capitaux d'investissement devraient être engagés dans ces travaux. C'est alors qu'au début et à la fin des années 1980, la chute du prix de référence du pétrole, jointe au succès étonnant des mesures de conservation de l'énergie et à la grave récession de 1981-1982, entraîna un excédent important de la capacité de production d'électricité. Malgré cet excédent, les coûts de l'électricité continuèrent de grimper. Les sommes affectées durent être versées, quelle que fût l'inutilité des nouvelles centrales. Le fondement même des prévisions, de la planification et de la production des services d'énergie électrique se vit contesté.

Aux États-Unis notamment, ces montagnes russes de pénuries suivies d'excédents de capacité et les fluctuations des coûts de l'électricité qui en résultaient ont entraîné un retour à la liberté des marchés et un éloignement des monopoles réglementés.

De nos jours, partout dans le monde, même au sein des économies décentralisées de l'ex-bloc communiste, on se rapproche de la liberté des marchés, jugée par un grand nombre de gens plus efficace que la planification gouvernementale pour la production et la distribution des produits et services. Il s'ensuit que des secteurs entiers de l'économie, jadis perçus comme le domaine exclusif des monopoles d'État, ou protégés par l'État, sont en voie de déréglementation et d'ouverture à la concurrence. Les télécommunications et les banques sont deux de ces secteurs. (*Voir* la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» du Conseil des sciences du Canada, n° 1 — *Les télécommunications au Canada*, et n° 7 — *Les banques au Canada*.) L'énergie électrique en est un troisième.

Marché concurrentiel et débat sur la privatisation

Ce retour à la liberté des marchés a soulevé un débat subsidiaire sur l'opportunité de privatiser les services d'électricité.

Bien que la privatisation ne soit ni une condition ni un synonyme de la libre concurrence des marchés — il suffit parfois d'en permettre l'accès à une industrie ou de les déréglementer — elle commence à être perçue comme un stimulant de la libre concurrence des marchés dans le secteur de l'énergie électrique. De tous les avoirs gouvernementaux, d'une valeur totale de 185 milliards de dollars, privatisés dans le monde entre 1984 et 1989, les services publics d'électricité comptaient parmi les plus nombreux[1].

Les privatisations de services publics d'électricité vont des petites entreprises d'appoint, présentes aujourd'hui dans la plupart des provinces canadiennes (qui permettent une faible production

privée d'énergie), et des «BOT» (où un producteur privé construit une centrale qu'il possède et exploite en franchise — d'une durée moyenne de 20 à 35 ans — avant de la remettre à l'État), jusqu'aux privatisations à plus grande échelle visant tout un système de production ou tout un réseau (production et transport)[2].

Une brochure publiée par Enquête énergétique fait état de 40 pays dont les sociétés d'énergie électrique sont, à des degrés divers, en voie de privatisation[3]. Le nombre en est surprenant. Les cas suivants n'en sont que quelques exemples.

Les États-Unis. Historiquement, le secteur des services d'électricité aux États-Unis se composait de centaines de sociétés privées disposant chacune d'une franchise exclusive pour vendre de l'électricité sur un territoire donné. Ainsi, les services d'électricité américains étaient une concentration verticale de monopoles. Les clients n'avaient pas le droit de «parcourir le réseau» pour trouver une électricité à meilleur prix, et les fournisseurs de l'extérieur n'avaient pas le droit d'offrir de l'énergie à moindre prix par l'intermédiaire du réseau.

Toutefois, avec la *Public Utility Regulatory Policies Act*, les États-Unis devaient introduire un important élément de concurrence dans le marché. Adoptée en réponse à la crise énergétique des années 1970, cette loi obligeait les services réglementés d'électricité à acheter leur énergie d'installations éligibles, à des «coûts éludés». Dans certains cas, notamment en Californie, les prix et les conditions des contrats offerts aux installations éligibles étaient si alléchants par rapport au prix coûtant marginal à long terme qui peut justifier de nouveaux investissements, que des milliers de mégawatts additionnels furent offerts en quelques années. Bien que, dans certains cas, les résultats fussent très inefficaces, on avait montré aux fonctionnaires, aux consommateurs, aux entrepreneurs et aux services d'électricité eux-mêmes le potentiel existant pour les sociétés d'énergie indépendantes[4].

Avec l'accord des régisseurs et de certaines sociétés d'électricité, la production concurrente a fait de tels progrès qu'une bonne part de la capacité de production additionnelle aux États-Unis est assurée par des fournisseurs autres que les services d'électricité. Il en a résulté des changements notables des modes d'investissement dans l'industrie américaine des services d'électricité. Dans les années 1990, même les sociétés qui ont encore l'intention de construire leurs propres installations préfèrent souvent accroître leur capacité de production au moyen de petits projets modulaires et par étapes, ou prolonger la durée de vie de vieilles centrales produisant moins de 400 MW.

En se fondant sur les taux d'escompte traditionnels et le traitement des risques des services d'électricité, certains de ces choix peuvent sembler plus coûteux à l'unité, au cours de la durée de vie d'une centrale, que des installations plus grandes, construites de toutes pièces. Cependant, si l'on se fonde sur des critères d'investissement plus appropriés au marché concurrentiel des États-Unis (où les risques d'investissement sont assumés par l'investisseur et non par le consommateur), pareils choix peuvent sembler raisonnables.

Le Royaume-Uni. La restructuration de l'industrie des services d'électricité au Royaume-Uni ne résultait pas de pressions de la part des consommateurs ou des fournisseurs indépendants, comme aux États-Unis, mais bien du programme politique du gouvernement conservateur. L'industrie des services d'électricité n'était que l'un des nombreux monopoles d'État qui furent privatisés.

En février 1988, le gouvernement britannique publia le livre blanc intitulé *Privatising Electricity*, dans lequel il exposait ses intentions concernant l'industrie des services d'électricité ainsi que son ambitieux projet de mettre en vente ces services en janvier 1990. Ainsi, contrairement au processus de restructuration des États-Unis, celui du Royaume-Uni s'inspirait d'un plan et d'un échéancier gouvernementaux, où les principales décisions étaient prises par quelques personnes seulement[5].

L'ancien monopole national de l'électricité — le Central Electricity Generating Board — est actuellement morcelé et ses principaux éléments sont en vente. Le réseau national, qui exploite le système de transport et les centrales nucléaires, demeure une société d'État[6].

Le nouveau système introduit la libre concurrence des marchés dans l'industrie de l'énergie électrique au Royaume-Uni. Les sociétés privatisées sont National Power et PowerGen, qui détiennent toute la capacité de production d'énergie non nucléaire au Royaume-Uni. Mais d'autres sociétés s'apprêtent à faire leur entrée sur le marché. Texaco, par exemple, projette de construire une usine thermique au gaz naturel de 450 millions de livres sterling (900 millions de dollars) au pays de Galles et de vendre cette énergie au réseau national[7].

Au début, le gouvernement avait l'intention de vendre également les centrales nucléaires. Mais ses calculs ont révélé qu'en dépit du fait que le prix de gros de l'électricité s'établisse en moyenne à environ 3,6 pence (environ 7,2 cents canadiens) le kWh, le coût de l'énergie nucléaire produite par l'entreprise privée (y compris les primes d'assurance requises pour couvrir les responsabilités du secteur privé) s'élèverait à 9 pence (environ 18 cents canadiens) le kWh. Il devenait ainsi évident que les centrales nucléaires n'étaient ni rentables ni vendables[8]. Les critiques du nucléaire n'ont pas manqué de se servir de cet exemple pour dénoncer les coûts occultes de l'ancien monopole[9].

Le Chili. Le gouvernement chilien a vendu 50 p. 100 de Chilquinta, société de distribution d'électricité, ainsi que Chilgenor, entreprise de production d'électricité. Il a privatisé 34 p. 100 de Endesa, le service d'électricité, et s'apprête à vendre 30 p. 100 du complexe hydro-électrique Colbun, de même que trois services d'électricité régionaux d'Empresa. La société d'électricité Chilectrica est privatisée depuis 1985.

La Chine. Une centrale thermique au charbon («BOT») de 500 millions de dollars a été achevée en 1987.

L'Autriche. Le gouvernement a vendu 49 p. 100 de la Verbundgesellschaft, régie fédérale de l'électricité, lors de l'offre la plus importante de l'histoire de la bourse de Vienne, de même que EVN, une société d'électricité régionale. On a vendu des parts dans d'autres services d'électricité régionaux et la privatisation se poursuit.

La Malaysia. Le 1er janvier 1990, le gouvernement a converti le National Electricity Board en société privée (STM), qu'il compte mettre en vente sur le marché national au cours de 1991.

La Nouvelle-Zélande. Le gouvernement compte privatiser 55 services publics d'électricité, ainsi que le réseau national d'électricité de 1,7 milliard de dollars.

Le Danemark. Donnant suite à une décision gouvernementale prise en 1986, le Danemark a commencé à éliminer progressivement ses grandes centrales au profit d'un programme beaucoup plus important de cogénération, mis en œuvre principalement par des producteurs municipaux et industriels. Fort décentralisée, l'industrie danoise de l'électricité compte 120 sociétés d'électricité, environ 20 sociétés de production et 100 sociétés de distribution. Les sociétés productrices sont pour la plupart des sociétés en commandite, des sociétés de distribution, des coopératives, des services municipaux, des sociétés indépendantes et des sociétés à responsabilité limitée[10].

Tous ces pays et d'autres encore sont à restructurer en profondeur leur industrie de l'énergie électrique. Les différentes formes que revêt cette restructuration reflètent l'histoire de ces pays ainsi que leur contexte politique et institutionnel. Mais les courants économiques et technologiques qui sous-

tendent ces changements sont les mêmes. Que le débat national porte ou non sur la privatisation, ces courants poussent les industries d'énergie électrique du monde entier vers un même avenir : une industrie plus efficace et plus compétitive.

Selon Larry Ruff, expert-conseil en énergie au bureau londonien de Putnam, Hayes & Bartlett, l'argument en faveur de la privatisation peut se résumer comme suit :

> La tendance des investisseurs, dans l'industrie de l'approvisionnement en électricité, à se comporter comme à la bourse de marchandises, à faible capitalisation, est considérée par certains comme peu rentable, du fait que les investissements dans les services publics devraient être protégés de manière à maximiser les économies d'échelles et à réduire les coûts à l'unité. Mais la notion qu'il puisse être «sûr» d'investir des centaines de millions de dollars dans d'énormes projets dont la réalisation nécessite des années, dans un marché imprévisible, ne peut être vraisemblable que dans le contexte d'un monopole qui peut se permettre de «taxer» ses usagers, leur faisant ainsi assumer les risques des investisseurs. Il n'y a pas de raison fondamentale qu'en matière d'investissement et de financement efficaces il en aille autrement de l'industrie de l'approvisionnement en électricité que des industries de l'acier ou des engrais[11].

Et Ruff d'ajouter :

> La caractéristique la plus frappante de l'évolution de l'industrie de l'approvisionnement en électricité au Royaume-Uni [par exemple] est la nature et l'étendue de la concurrence qu'elle va vraisemblablement susciter. Bien que l'on estime généralement, au Royaume-Uni, que la concurrence ne pourra s'intensifier qu'au fur et à mesure que s'accroîtra la capacité de production du régime de base, il pourrait s'agir là d'une erreur désastreuse. Il sera facile pour les nouveaux venus d'entrer dans le «jeu» et la seule menace de la concurrence peut suffire à faire chuter à une vitesse étonnante des prix grossièrement exagérés, sur un marché libre bien organisé, comptant plusieurs joueurs disposant chacun d'une capacité excédentaire.
>
> Il n'y a pas de raison fondamentale pour que l'industrie de l'approvisionnement en électricité au Royaume-Uni ne puisse pas fonctionner aussi efficacement que n'importe quelle autre industrie de matières premières. Mais ce sera une industrie fort différente de celles qui ont existé jusqu'ici dans tous les grands pays industrialisés[12].

L'argumentation de Ruff établit un lien entre la privatisation et la libre concurrence du marché. Elle soutient que la privatisation est une démarche positive en vue d'atteindre un objectif positif : la concurrence des prix.

Mais il y a un autre aspect de la question. La privatisation n'entraîne pas nécessairement la concurrence des marchés. En premier lieu, aux États-Unis, les services d'électricité étaient souvent privés. Cette situation n'a suscité aucune concurrence. Les marchés de l'électricité demeuraient des monopoles réglementés. Cela s'expliquait principalement par les impératifs techniques du transport, de la distribution et du stockage de l'électricité. Une société d'électricité de l'Orégon pouvait offrir des taux inférieurs à ceux des environs de New York, mais le fait qu'elle fût privée ne changeait rien à la réalité technique voulant que le transport de l'électricité au-delà d'environ 1 000 milles entraîne des pertes insurmontables. C'est pourquoi les monopoles demeuraient inévitables. De même, les autres cas de privatisation ne démontrent pas nécessairement l'existence de marchés concurrentiels. La privatisation d'un service d'électricité au Chili ou en Chine ne résout pas nécessairement les problèmes que soulèvent des possibilités limitées de transport du courant, c'est-à-dire que le monopole est le seul régime possible.

Deuxièmement, même au Royaume-Uni, où pratiquement toutes les régions pourraient recevoir leur énergie d'une autre partie du pays (par exemple, une centrale hydro-électrique écossaise à faible coût pourrait toujours faire concurrence à une centrale thermique des Midlands pour approvisionner le

marché londonien), la concurrence risque d'être fort restreinte, du fait qu'un nouveau venu trouvera difficile de satisfaire une demande importante sans engager des sommes considérables dans de nouvelles installations. Cette nouvelle centrale devra faire concurrence aux centrales existantes, déjà complètement amorties et offrant inévitablement des taux beaucoup plus bas. De fait, les coûts de l'électricité continuent de grimper en Grande-Bretagne.

Troisièmement, dans une étude de cas comparés des services d'électricité en France et dans l'État de New York, le professeur Robert Frost, de l'université de l'État de New York arrive à la conclusion qu'Électricité de France (EDF), société d'État qui fait largement appel à la technologie nucléaire et qui poursuit une stratégie d'électrification systématique pour répondre aux besoins énergétiques des secteurs industriels, commerciaux et résidentiels français, détient une supériorité technique et économique évidente à l'égard du service d'électricité majoritairement privé de l'État de New York.

> En nationalisant leur service d'électricité, les Français, en tant que nation, ont pris le contrôle de leur énergie et de leur avenir technologique dans un secteur hautement stratégique. Au tarif de détail de 6,5 ¢ le kWh pour un nouvel usager du secteur domiciliaire — dans un pays dépourvu de combustibles fossiles appréciables et aux ressources hydrauliques fort limitées — EDF offre des tarifs inférieurs à la moyenne actuelle de 8 à 9 ¢ le kWh aux États-Unis. EDF dispose d'un réseau hautement efficace de fournisseurs d'équipement à faible coût et, soigneusement élaborée en collaboration avec d'autres agences d'État et entreprises privées, la politique énergétique française est nettement orientée vers l'avenir. Enfin, du point de vue du développement technologique, les mécanismes sont en place pour parer à toute éventualité[13].

Frost poursuit en laissant entendre que, par contraste, le secteur des services d'électricité de New York est dans une impasse technologique. Son programme nucléaire est largement discrédité et l'utilisation accrue de combustibles fossiles s'attire les foudres des écologistes, notamment en raison des émanations de CO_2 et du réchauffement de la planète qu'entraîne ce procédé. En somme, dit-il, les services d'électricité américains, malgré une privatisation poussée, sont présentement désorientés et peu d'entre eux sont en mesure de prévoir comment ils répondront aux besoins énergétiques dans dix ans.

La privatisation peut constituer un moyen, soit de susciter la concurrence (et partant, des prix plus bas), soit de mettre en lumière l'étendue des coûts réels. Elle suscite depuis peu un vif intérêt dans plusieurs pays. Mais comme nous le verrons, la privatisation n'est pas la seule solution, ni même la meilleure.

Vue d'ensemble de l'énergie électrique au Canada

Entreprise de taille, faible coût

Au Canada, la production d'électricité occupe une place importante. De fait, notre pays est le plus gros producteur mondial d'hydro-électricité (314 TW/h). Les services canadiens d'électricité prévoient que leurs dépenses d'investissement atteindront 71 milliards de dollars pour la période s'échelonnant de 1985 à 1995. Cinquante-sept pour cent de ces dépenses, soit 40,5 milliards, seront consacrées à la construction de nouvelles centrales thermiques, nucléaires ou hydro-électriques; la plus grande partie du reste sera affectée aux lignes de transport d'électricité haute tension[14].

L'approvisionnement en électricité au Canada présente des défis techniques de taille. Certaines centrales sont situées dans des régions reculées : par exemple, de nombreux emplacements hydro-électriques d'Hydro-Québec, de Manitoba Hydro et de B.C. Hydro sont éloignés des grands centres de consommation. Les lignes de transport d'électricité au Canada excèdent en longueur celles de presque tous les pays. Ou alors, ce sont les consommateurs qui habitent des régions éloignées, par exemple les petites localités du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Il leur faut alors de petites génératrices locales sûres — ce qui commande une technologie exactement inverse des grands barrages éloignés.

Les tarifs d'électricité au Canada, d'environ 5 ¢ le kWh, sont les plus bas de tous les pays de l'OCDE et de la plupart des pays du monde[15]. Les tarifs canadiens sont généralement deux fois plus bas que ceux des États-Unis ou de l'Europe — un écart remarquable. Les services d'électricité du Canada citent ces coûts modiques lorsqu'ils affirment servir les meilleurs intérêts des usagers commerciaux et privés.

Certains critiques ne sont pas d'accord. Ils allèguent que les Canadiens paient la note de ces faibles tarifs sous la forme de diverses subventions directes et indirectes aux services d'électricité[16]. La plupart des services canadiens d'électricité sont la propriété des gouvernements provinciaux, sauf en Alberta et à l'Île-du-Prince-Édouard. À ce titre, ils bénéficient d'avantages fiscaux sans commune mesure avec les autres secteurs de l'économie. Même les services privés réglementés de l'Île-du-Prince-Édouard et de l'Alberta profitent de dégrèvements fiscaux et sont assurés à toutes fins pratiques d'un certain taux de rentabilité de leurs investissements[17]. De fait, les usagers canadiens garantissent les coûts d'exploitation, y compris le remboursement de la dette et des intérêts de leurs services d'électricité, qu'ils soient publics ou privés[18]. Lorsqu'un secteur de l'industrie, quel qu'il soit, bénéficie d'un traitement de faveur, par exemple en étant exempté de l'impôt, on peut supposer que d'autres contribuables, sociétés ou particuliers, doivent en assumer le fardeau.

Telle est la thèse de Jean-Thomas Bernard, économiste et directeur du groupe de recherche en économie de l'énergie (GREEN) de l'université Laval. M. Bernard soutient que si les services canadiens d'électricité étaient traités comme des entreprises privées, c'est-à-dire s'ils devaient obtenir un taux de rentabilité compétitif, acquitter les mêmes taxes que les autres entreprises et acheter leur énergie hydro-électrique à des prix plus réalistes, le coût de l'électricité serait beaucoup plus élevé. Il estime, plus précisément, que le coût de l'électricité serait de 44 p. 100 plus élevé au Québec, de 65 p. 100 en Ontario et de 54 p. 100 en Colombie-Britannique[19]. Ces chiffres, bien que discutables, permettent de comprendre que les tarifs ne reflètent pas nécessairement tous les coûts.

Deux arguments militent en faveur de la modicité des tarifs au Canada : elle permet à l'industrie canadienne d'être plus compétitive, en réduisant les coûts de l'énergie, et elle favorise l'implantation d'industries à forte consommation d'énergie, telles que les usines d'affinage des métaux[20]. À cet égard, il semble y avoir augmentation de la demande mondiale de métaux légers tels que l'aluminium ou le magnésium, dont la production nécessite de plus grandes quantités d'électricité

que les autres métaux. Il est possible que cette tendance englobe à l'avenir d'autres métaux légers, tel le titanium. Par conséquent, une stratégie visant à attirer l'industrie des métaux légers pourrait se révéler prometteuse. (*Voir* la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» du Conseil des sciences du Canada, n° 8 — *Les métaux non ferreux au Canada.*) En outre, les tarifs d'électricité au Canada pourraient augmenter considérablement, tout en demeurant inférieurs à ceux des États-Unis, de l'Europe et du Japon. Enfin, il est à noter que la consommation d'électricité continue de s'accroître, même dans des pays à tarifs élevés comme le Japon, ce qui indique que l'électricité est une source d'énergie stratégique et de qualité. Si ses coûts de production de l'électricité confèrent au Canada un avantage sur ses concurrents, il pourrait être en mesure d'innover et d'adapter des technologies nouvelles en matière d'électricité pour consolider sa compétitivité.

Il existe cependant plusieurs arguments à l'encontre de ces faibles tarifs d'électricité, s'ils ne reflètent pas les coûts réels[21]. L'un de ces arguments est que pareils tarifs encouragent le gaspillage plutôt que l'efficacité énergétique. Des prix artificiellement bas stimulent la consommation ainsi que la demande de centrales additionnelles[22].

En outre, les services publics d'électricité consomment énormément de capital. Les investissements d'Hydro-Québec représentent en moyenne chaque année de 8 à 12 p. 100 du total des investissements industriels de la province. La dette commune d'Ontario Hydro et d'Hydro-Québec s'élève à 65 milliards de dollars. Il est donc essentiel de rentabiliser au maximum cet énorme capital. Certains critiques prétendent que tel n'est pas le cas actuellement[23].

De même, certains critiques font valoir qu'en tant que monopoles de l'État, les services d'électricité ne produisent aucun dividende pour leurs actionnaires ni aucune recette fiscale, ce qui représente une perte additionnelle pour les contribuables[24].

Cependant, ces arguments sont discutables. Apparemment, certains services publics versent ou ont versé des dividendes à leur gouvernement provincial, sous une forme ou une autre, et leurs faibles coûts peuvent constituer en quelque sorte un dividende pour le principal actionnaire qu'est le contribuable canadien.

Il n'en reste pas moins que, depuis quelques années, les services d'électricité canadiens, notamment Ontario Hydro et Hydro-Québec — les deux plus importants — font l'objet de controverses.

Dans le cas d'Ontario Hydro, le gouvernement a imposé, en 1991, le gel du programme de développement du nucléaire, pendant qu'il examinait les choix énergétiques de la province. Certains groupes, tel Enquête énergétique, incitent la province à privatiser.

Ontario Hydro compte investir 200 milliards de dollars (dont un emprunt de 170 milliards de dollars) au cours des vingt-cinq prochaines années et Enquête énergétique fait valoir que cette somme pourrait être mieux employée ailleurs dans l'économie[25]. Ce groupe de pression affirme que si Ontario Hydro avait à réagir aux forces du marché — et à des coûts de l'énergie non subventionnés — une grande part de ces dépenses ne serait même pas nécessaire[26]. De fait, d'après Enquête énergétique, si Ontario Hydro avait à rentabiliser son capital conformément aux normes du marché, à réaliser un profit et à verser des dividendes et des taxes comme n'importe quelle autre entreprise, son apport à l'économie serait considérable. Selon les calculs d'Enquête énergétique, malgré la hausse des coûts de l'électricité, les profits annuels seraient de 500 $ par ménage[27]. De plus, Enquête énergétique affirme que l'importante majoration des tarifs, annoncée récemment par Ontario Hydro pour 1992, prouve que le programme nucléaire de cette dernière n'est pas aussi rentable qu'elle le prétendait.

La solution avancée par Enquête énergétique est la décentralisation et la privatisation de la production d'électricité en Ontario :

> Les besoins de l'Ontario en matière d'énergie au cours des vingt-cinq prochaines années seraient mieux satisfaits par un système d'approvisionnement décentralisé, caractérisé par une internalisation complète des coûts sociaux, environnementaux et

économiques, et par l'égalité d'accès au réseau pour tous les fournisseurs publics et privés. Ontario Hydro demeurerait un monopole de l'État, mais la société serait réglementée et son rôle serait limité à celui de transporteur et de courtier. Elle serait dépouillée de ses moyens de production vendables (hydrauliques et thermiques) et les autres centrales seraient restructurées[28].

Le modèle de privatisation d'Ontario Hydro préconisé par Enquête énergétique est semblable à celui appliqué au Royaume-Uni et décrit précédemment.

Hydro-Québec, de son côté, fait face à des défis semblables. Cette société livre actuellement une bataille juridique pour la défense de son projet hydro-électrique de 3 168 MW à Grande-Baleine. Hydro-Québec fait l'objet de cinq poursuites en justice et doit satisfaire aux exigences fédérales et provinciales en matière de protection de l'environnement avant de pouvoir procéder à la réalisation de ce projet de 12,7 milliards de dollars, lequel n'est que la première étape de la phase II de la baie James, qui doit être construite au cours des dix prochaines années au coût de 40 milliards de dollars[29].

Certains analystes et économistes énergétiques du Québec doutent que ce projet soit rentable pour la province. Ainsi, Pierre Lamonde, de l'Université du Québec à Montréal, et Jean-Thomas Bernard, de l'université Laval, ont critiqué Hydro-Québec parce qu'elle a consenti des tarifs de faveur à certaines industries et certains clients exportateurs de la province[30]. La société d'État attire des alumineries et d'autres usines d'affinage sur la rive nord du Saint-Laurent en leur garantissant un approvisionnement en électricité — souvent sur une période allant de vingt à vingt-cinq ans — à un tarif lié au cours des métaux. Jean-Thomas Bernard, directeur du GREEN, accuse Hydro-Québec de subventionner indûment les fabricants de métaux de base. «Au lieu d'exporter cette électricité à 6 ¢/kWh, nous la vendons à 2 ou 3 ¢. Les contrats passés avec quatre alumineries nous font perdre 300 millions de dollars de revenu par année. Sur vingt-cinq ans, cela fait beaucoup.»[31] Certains écologistes s'opposent aux contrats à risques partagés parce qu'ils estiment que ceux-ci gonflent la consommation d'énergie et contraignent Hydro-Québec à construire de vastes installations comme celles de la baie James.

Le barème tarifaire négocié par Hydro-Québec avec certaines fonderies, notamment, est digne de mention. Le taux d'électricité perçu par la société est fonction du prix du métal. De fait, Hydro-Québec participe aux profits comme aux pertes du marché des métaux. Celui-ci est fort cyclique; il n'est pas inhabituel, pour une usine d'affinage, de subir des pertes pendant un certain nombre d'années au cours d'un cycle conjoncturel normal. Tel fut le cas, par exemple, de 1982 à 1985 et, semble-t-il, au cours de la présente récession, en 1990 et 1991. Il est vrai que les profits réalisés par les métallurgistes lors des années grasses font plus que compenser les pertes des années maigres, et l'on peut également prétendre qu'Hydro-Québec réagit aux forces du marché en adoptant pareils barèmes tarifaires — il va sans dire que les affineurs, de leur côté, risquent leur propres capitaux. Cependant, de tels contrats donnent l'apparence d'une subvention indue et risquent d'entraîner des mesures compensatoires de la part des autorités américaines.

On pourrait également faire valoir que les investissements présents et à venir d'Hydro-Québec dans la production d'hydro-électricité à bas prix constituent un puissant potentiel pour de nouvelles industries. Par exemple, les systèmes flexibles robotisés (SFR) sont naturellement tributaires de l'électricité pour la manutention, la soudure et les autres opérations d'assemblage. Les faibles tarifs d'Hydro-Québec pourraient attirer ces nouvelles industries à technologie de pointe.

Cependant, d'autres économistes québécois, par exemple Hélène Connor-Lajambe, estiment que les montants investis dans les grands projets hydro-électriques seraient plus rentables dans des secteurs à moindre intensité de capital[32]. De faibles tarifs d'électricité attirent sans doute les métallurgistes canadiens et étrangers; mais, selon M^me^ Connor-Lajambe, les alumineries québécoises à forte consommation d'électricité produisent en général de l'aluminium en lingots qui sont exportés au sud de nos frontières pour être transformés en produits manufacturés. La fabrication de lingots est à

forte intensité de capital, et leur transformation en produits finis est à forte intensité de main-d'œuvre. M^me^ Connor-Lajambe soutient que la politique d'énergie à bas prix pratiquée par Hydro-Québec crée, au bout du compte, des emplois aux États-Unis : l'exportation d'énergie maintient l'économie du Québec prisonnière du secteur primaire, tout en stimulant la création d'emplois dans les secteurs secondaire et les secteurs de pointe à l'étranger[33].

Au Canada, l'exportation de matières premières ou semi-ouvrées fait l'objet d'une controverse. D'après M^me^ Connor-Lajambe, les faits dont nous disposons prouvent qu'une structure industrielle fondée sur la transformation de matières premières en amont est à la fois vulnérable et à forte intensité de capital. Les coûts d'investissement élevés de la transformation restreignent la création d'emplois, et l'apparition de nouveaux matériaux de remplacement peut gravement perturber une ligne de produits traditionnels. (*Voir* la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» du Conseil des sciences du Canada, n° 3 — *Le fer et l'acier au Canada*, et n° 8 — *Les métaux non ferreux au Canada*).

La stratégie voulant que le Canada privilégie la transformation de métaux en raison de son électricité à bas prix soulève une autre objection. Il s'agit de l'importation de l'équipement de transformation. Le secteur canadien de l'équipement est anémique et nous devons importer trois fois plus que nous n'exportons; au fur et à mesure que se développe l'économie, au cours d'un cycle économique normal, le Canada perd des emplois parce que les entreprises doivent importer l'équipement dont elles ont besoin. Il s'agit là d'une faiblesse structurelle de l'économie canadienne. (Pour obtenir un plus ample exposé du problème, *voir* la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» du Conseil des sciences du Canada, n° 10 — *La machinerie au Canada*).

Le développement du secteur de l'énergie électrique a peu contribué à celui du matériel électrique connexe. L'accroissement de la production d'énergie électrique et, en aval, de l'industrie des métaux semi-ouvrés pourrait subventionner indirectement des emplois aux États-Unis et à l'étranger, en dépit d'une haute efficacité et malgré le fait que les profits retournent directement aux sociétés concernées. Finalement, il n'est pas assuré que de faibles tarifs d'électricité suffiront à eux seuls à attirer au Canada de nouvelles industries comme celles qui utilisent les SFR.

Certains analystes soutiennent que la conservation de l'énergie pourrait contrebalancer la demande énergétique du Québec, créer de l'emploi et coûter moins cher que la production d'énergie à partir de mégaprojets[34]. L'an dernier, Ian Goodman, économiste de Boston, a publié une étude pour le compte des Cris; il y conclut que la province n'aurait pas besoin d'énergie additionnelle au cours des vingt prochaines années, pour peu qu'Hydro-Québec mette en œuvre un programme dynamique de conservation[35]. Compte tenu du succès remporté par ces programmes aux États-Unis, M. Goodman affirme à présent que son estimation était modeste[36].

«Un bon programme de conservation réduira votre demande de 15 p. 100 en dix ans. Si Hydro-Québec consentait à investir 12,6 milliards de dollars dans un programme de conservation, vous pourriez épargner au moins 6 000 MW (près du double de la production de Grande-Baleine)», déclare M. Goodman[37]. Une réduction de 15 p. 100 apparaît toutefois fort optimiste.

Au cours de la présente décennie, Hydro-Québec projette d'affecter 62 milliards de dollars à Grande-Baleine et à d'autres projets. Ces milliards viendront s'ajouter à sa dette actuelle de 23 milliards de dollars[38]. Les critiques allèguent que le lourd fardeau de cette dette compromet la capacité d'emprunt de la province pour d'autres fins et fait grimper les taux d'intérêt[39]. Hydro-Québec prévoit que les besoins d'énergie à venir de la province augmenteront de 2,6 p. 100 par année[40]. Certains critiques estiment qu'il s'agit là d'une surestimation, bien qu'en général la demande d'électricité ait augmenté au moins dans ces proportions annuellement depuis quinze ans.

En somme, la modicité des tarifs d'électricité entraîne des avantages directs, mais on peut se demander si l'économie canadienne sait tirer profit des avantages industriels que confèrent des tarifs compétitifs.

Le choix de la privatisation au Canada

On ne s'entend guère, au Canada, quant à l'opportunité de privatiser les services d'électricité.

Les services canadiens d'électricité ont construit quelques-unes des plus grandes centrales au monde, mais les faits prouvent aussi leur piètre performance dans la construction et l'exploitation de petites installations. Les services publics en ont conclu que des technologies telles que les petites génératrices hydro-électriques, l'énergie éolienne et la cogénération à partir de copeaux de bois n'étaient pas rentables.

Cependant, ce qui n'est pas rentable pour les uns l'est parfois pour les autres. C'est du moins ce qu'illustrent certaines expériences partout au pays[41].

Par exemple, en 1984, la Nova Scotia Power Corporation estimait à environ 950 000 $ le coût de construction d'une centrale hydro-électrique de 225 kW à Melford Brook, en Nouvelle-Écosse. Ce montant lui semblait, à juste titre, trop élevé[42].

Toutefois, la société Black River Hydro Ltd., entreprise privée de la région, parvint à terminer les travaux et à fournir la puissance prévue de 225 kW pour moins de 250 000 $. En outre, cette installation produit à pleine capacité, 99 heures sur 100. C'est là une performance exceptionnelle. En termes techniques, le facteur de capacité de cette centrale s'établissait à un peu plus de 99 p. 100. (Le facteur de capacité est l'indice de production réelle de la centrale, comparativement à sa production théorique, si elle tournait sans arrêt à son plein régime homologué.) Ce facteur de capacité est le plus élevé de toutes les centrales de la province[43].

En 1983, Ontario Hydro a décidé de se défaire d'une installation de 800 kW dans le comté de Carleton, près d'Ottawa. Selon Ontario Hydro, cette centrale ne pouvait plus être exploitée de façon rentable, et on émit un appel d'offres pour sa démolition. Au lieu de cela, la société Galetta Power, une entreprise nouvellement créée, remit en service la centrale pour moins de 200 000 $. Ce faisant, la société a considérablement accru la performance, augmentant de 49 p. 100 la production d'électricité. On s'attend à ce que cette centrale fournisse de l'énergie à bas prix aux contribuables de l'Ontario pendant des années à venir[44].

La McDonald Ranch and Lumber, une société de Colombie-Britannique, a démontré à son tour comment les petites entreprises peuvent construire des installations rentables. Une étude réalisée pour le compte d'Énergie, Mines et Ressources Canada estimait à environ 870 000 $ le coût d'aménagement d'une centrale hydro-électrique de 400 kW à proximité de la scierie. En 1984, cette entreprise acheva la construction de la centrale au coût de 90 000 $, utilisant un équipement remis à neuf et employant une main-d'œuvre locale. Le financement provenait entièrement du secteur privé[45].

Il va sans dire que les projets énergétiques privés n'entraînent pas tous de telles économies. Les exemples qui précèdent démontrent cependant que le secteur privé est prêt à investir dans la production d'électricité au Canada.

De fait, selon une étude effectuée en 1987 par la firme Passmore Associates International, d'Ottawa, de nombreux entrepreneurs attendent un changement de politique de la part du gouvernement pour pouvoir investir des capitaux dans des projets énergétiques privés. Passmore Associates soutient que le secteur privé de l'énergie, s'il en avait la chance, pourrait créer plus de cinq milliards de dollars d'investissement au Canada et 50 000 emplois répartis dans les régions[46].

En outre, contrairement aux services d'électricité publics ou privés, les producteurs d'énergie privés pourraient ne pas avoir besoin de garanties de dettes fédérales ou provinciales, ni de prêts à faibles taux d'intérêt, ni d'importantes subventions à long terme pour la R-D[47]. En revanche, ils profitent de prix garantis, des réseaux existants de transport et de distribution et de la R-D déjà effectuée par l'entreprise de services publics.

Tous les services publics canadiens permettent actuellement aux producteurs d'énergie privés de se brancher sur leur réseau. Malheureusement, les coûts d'achat de l'énergie, de même que les termes et les conditions des contrats découragent la plupart des sociétés de se lancer dans la production d'énergie. De fait, certains services publics canadiens ne paient rien en échange de l'électricité qu'ils reçoivent des producteurs privés, tandis que d'autres ne paient qu'en fonction des économies de combustible (coûts marginaux du système)[48].

Ainsi, en dépit des faibles coûts actuels de l'électricité au Canada, certaines preuves semblent indiquer que les usagers auraient avantage à ce que la production d'électricité au Canada soit ouverte à la concurrence du secteur privé[49].

Il n'est pas certain cependant que ces preuves soient concluantes. Tout d'abord, elles présentent un caractère anecdotique. Ensuite, si elles démontrent que les grandes entreprises ne devraient pas s'attaquer à de petits projets, elles ne démontrent pas nécessairement la compétence des petites entreprises à réaliser de grands projets. Enfin, les capacités de production requises dans toutes les provinces du pays se situent à une échelle très supérieure à celle des exemples cités. En somme, le débat sur la privatisation, dont l'issue sera pourtant déterminante en matière de choix technologiques, n'a pas encore été tranché au Canada.

Il est toutefois possible de considérer sous un angle plus révélateur l'avenir du secteur de l'énergie électrique et des stratégies connexes en matière de technologie. Cet angle s'appuie sur une analyse du marché de l'énergie électrique. Il s'agit du facteur de charge, un indicateur technologique inhabituel, mais extrêmement significatif.

Un problème technologique d'envergure : la question du facteur de charge

L'électricité ne peut pas être conservée : tel est le problème de base auquel fait face l'industrie de l'énergie électrique.

Mais la demande d'électricité au Canada n'est pas constante. Elle varie d'heure en heure (moins forte à 14 h qu'à 18 h), du jour à la nuit (plus faible lorsque les gens dorment, plus forte pendant les activités diurnes), et particulièrement d'une saison à l'autre (plus faible le printemps et l'automne, plus forte l'hiver, moindre ou moyenne l'été). L'indice employé par les services d'électricité pour traduire ces variations est appelé le facteur de charge.

Étant donné que l'électricité ne peut pas être conservée, un service public doit fournir une capacité suffisante pour répondre à la demande en tout temps, y compris en périodes de pointe, quelque courtes et rares qu'elles soient. Ce problème donne lieu à de savantes combinaisons d'équipements de types différents.

Facteur de charge et combinaison des équipements

Les entreprises d'électricité calculent leurs besoins en matière de centrales d'après la courbe de durée de puissances classées, qui indique la proportion de la charge totale requise à chaque moment de l'année.

Comme l'indique l'expression, la capacité de production de la puissance de base est celle qui fonctionne pratiquement continuellement. La charge de base est la portion plus ou moins constante de la charge totale d'une centrale — elle équivaut à une demande constante. Cinquante-cinq pour cent de toutes les centrales au Canada pourraient probablement être définies comme constituant la charge de base. Toutes les centrales nucléaires ainsi que toutes les grandes installations hydro-électriques disposant de ce qu'on appelle un «stockage annuel d'eau» entrent dans cette catégorie. Les centrales intermédiaires (environ 35 p. 100 de la capacité totale, généralement des centrales hydro-électriques de moindre envergure ou des centrales thermiques) fonctionnent une partie du temps, et les centrales de pointe (environ 10 p. 100 de la capacité, souvent des centrales au mazout ou au gaz) ne fonctionnent que rarement. La répartition de la charge d'un service d'électricité (entre les divers éléments que sont la charge de base, les centrales intermédiaires et les centrales de pointe) détermine la combinaison appropriée des équipements dont il a besoin.

La capacité de production ne revêt pas des coûts identiques. Par exemple, si la demande d'énergie est constamment élevée, l'équipement le plus rentable à long terme présentera toujours de faibles coûts de combustible ou d'exploitation, même si ses coûts d'investissement sont élevés. Ce type d'équipement est le plus apte à fournir la puissance de base. Comme il fonctionne continuellement, constituant la charge de base, il aura forcément un facteur de capacité élevé. Par comparaison, les coûts à l'unité de production de l'équipement intermédiaire ou de l'équipement de pointe pourront être, le cas échéant, plus élevés; cependant, comme les coûts d'investissement de ce type d'équipement sont plus faibles, l'entreprise l'estimera plus rentable pour une utilisation relativement peu fréquente. En d'autres termes, il n'est pas économique de laisser une grande installation hydro-électrique ou une centrale nucléaire au repos, parce qu'elle représente une forte intensité de capital et que le combustible pour l'exploiter est relativement peu coûteux. Tel n'est pas le cas, cependant, des centrales à moindre intensité de capital que sont celles au charbon ou à turbines à gaz (génératrices intermédiaires et génératrices de pointe typiques, respectivement). Ce dernier type de centrale peut légitimement fonctionner avec un facteur de capacité plus faible. La combinaison des équipements retenue dépend

des caractéristiques de charge précises de ceux-ci — le facteur de charge — et influera à son tour sur le coût total de l'électricité. À long terme, l'équipement de la charge de base produit l'électricité la moins coûteuse, dans la mesure, évidemment, où le marché est étendu et assuré. La cohérence, dans le temps, de la charge et de la production d'électricité est une question capitale.

La combinaison des équipements et les coûts de l'électricité

Le tableau 1 représente les répercussions de différents facteurs de charge et de capacité sur les coûts d'une entreprise lorsque celle-ci doit décider d'acquérir un nouvel équipement. Dans ce tableau, le système A est décrit comme étant entièrement de charge de base; il représente un système très efficace, fonctionnant à 70 p. 100 de sa capacité. Ce facteur de capacité élevé signifie que le facteur de charge doit être à son tour proportionnellement élevé. Par contraste, le système B est plus typique des facteurs de charge actuels au Canada et aux États-Unis. De fait, ce modèle s'inspire d'un système dont l'efficacité (selon les normes de charge actuelles) n'est que moyenne — soit un facteur de capacité de 46 p. 100. Ces chiffres représentent des systèmes hypothétiques utilisables en 1992 aux coûts moyens courants. On notera à quel point les chiffres du tableau 1 recoupent bien les coûts existants et projetés de l'électricité au Canada.

Le système A — très efficace — utilise un équipement dont le fonctionnement est plus rentable à long terme. Au nombre de ces équipements figurent les grandes installations hydro-électriques avec un stockage annuel d'eau et les centrales nucléaires (CANDU). Les principales dépenses de ce système sont les frais du capital investi. Chaque kilowatt de la capacité de production actuelle nécessite un investissement de 1 200 $ et un autre 1 000 $ pour l'équipement de transport et de distribution[50]. (De fait, la construction d'une nouvelle capacité de production d'un kilowatt de la charge de base en 1992 coûterait environ le double de cette somme; toutefois, compte tenu de la comptabilité en usage dans les entreprises d'électricité, comptabilité qui étale la moyenne de tous les coûts dans le temps, la combinaison des équipements plus anciens et plus récents réduit en fait le coût moyen actuel.)

Dans le tableau 1, les frais de premier établissement ont été annualisés à partir d'un facteur d'«utilisation du capital» de 10 p. 100. L'utilisation réelle du capital représente davantage que le seul taux d'intérêt, parce qu'elle inclut également l'amortissement du capital. Pour un amortissement échelonné sur trente ans, ce qui est représentatif des investissements dans l'industrie de l'électricité, cela correspondrait à un taux d'intérêt réel de 8 p. 100. Ce chiffre est plus élevé que celui qu'emploient les services d'électricité : ceux-ci utilisent d'ordinaire un taux de 6 p. 100. Cependant, le chiffre de 10 p. 100 pour l'utilisation réelle du capital a été employé à maintes reprises dans certaines études coûts-avantages du gouvernement fédéral pour représenter un coût réel annuel crédible du capital investi[51]. De plus, certains équipements (telles les installations de transport et de distribution) peuvent ne pas durer aussi longtemps que les génératrices et devraient par conséquent être amortis sur une plus courte période — par exemple, vingt ans. Cela impliquerait, pour les fins de notre exemple, un taux d'intérêt réel d'environ 6 p. 100. Ces chiffres devraient donc représenter une méthode raisonnable, sinon définitive, de comptabilité analytique. Par conséquent, le coût annuel d'un investissement de 2 200 $/kW serait de 220 $. Mais il s'agit ici d'un système très efficace tournant à 70 p. 100 de son facteur de capacité; tel qu'indiqué au tableau 1, 1 kW de production, de transport et de distribution fournirait 6 132 kWh/année, à un coût moyen de 3,59 ¢/kWh. Les coûts du combustible, de l'exploitation et de l'entretien représentent une portion relativement faible du coût total, estimé à 4,13 ¢/kWh.

Par contraste, le système B, fonctionnant à 46 p. 100 de son facteur de capacité, comporte des coûts à l'unité considérablement plus élevés. Il utilise des centrales d'un type différent du système A.

Elles comprennent trois éléments : une centrale de base, une centrale intermédiaire et une centrale de pointe. La centrale de base est du même type à forte intensité de capital que le système A. Cependant, elle ne représente que 55 p. 100 du kilowatt pondéré de la capacité de production du système. La composante intermédiaire (35 p. 100) et la composante de pointe (10 p. 100) représentent des coûts d'investissement nettement plus faibles. Étant donné qu'une centrale intermédiaire au charbon est beaucoup plus simple du point de vue technique, la production d'un kilowatt nécessite beaucoup moins d'investissement qu'un kilowatt produit par une centrale nucléaire ou une grande centrale hydro-électrique — une estimation représentative s'établirait à 500 $/kW — et, à 35 p. 100 de la combinaison pondérée, on n'évalue qu'à 165 $ la part qu'on lui attribuerait de ce kilowatt hypothétique d'investissement dans la centrale. La centrale de pointe représente encore moins de capital : à 10 p. 100 de la production totale, on ne lui attribuerait que 30 $ au titre des coûts d'investissement.

Au total, le système combiné B comporte des coûts d'immobilisation permanents plus bas. En comptant les coûts d'immobilisation du transport et de la distribution (mêmes que pour le système A), le total du capital investi est de 1 855 $/kW; si l'on employait un facteur réel d'utilisation du capital de 10 p. 100, les frais financiers s'élèveraient à 185 $ par année.

Cependant, ce système fonctionne à un niveau d'efficacité très inférieur — 46 p. 100 seulement du facteur de capacité — et, par conséquent, tous ces coûts doivent être amortis en fonction d'un rendement très inférieur à celui du système A — 4 030 kWh/année seulement, soit 4,59 ¢/kWh. Bien que les véritables coûts d'immobilisation du système combiné soient plus bas que ceux du système de la charge de base, la différence n'est pas tout à fait assez importante pour compenser le faible niveau d'efficacité qu'entraîne un facteur de capacité inférieur.

De plus, le combustible, l'exploitation et les coûts d'entretien du système B sont plus élevés. Les coûts d'exploitation par kilowattheure de production sont supérieurs à ceux des centrales hydro-électriques ou nucléaires. En somme, le système B produit de l'énergie à environ 5,74 ¢/kWh.

Ces chiffres représentent les coûts totaux moyens d'un service d'électricité en 1992. Une centrale nouvellement aménagée risque de coûter plus cher qu'une centrale plus vieille en raison de l'inflation, mais les entreprises d'électricité étalent leurs coûts dans le temps afin d'obtenir une moyenne. Néanmoins, ces chiffres montrent les répercussions en matière de coûts et les tendances de l'utilisation dont les services d'électricité doivent tenir compte quand ils évaluent leurs besoins en matière de renouvellement du capital et d'expansion en fonction de leur charge projetée.

Le système A, très efficace, fonctionnait supposément à 70 p. 100 de sa capacité. Pour atteindre pareil rendement, une centrale doit connaître une charge remarquablement uniforme. Un service d'électricité dispose normalement d'une puissance de réserve (une centrale) pour faire face aux pannes d'équipement imprévues. Cette réserve équivaut d'ordinaire à 25 p. 100 de tout le parc de production. Comme cette centrale de réserve est destinée à rester au repos la plus grande partie du temps, si sa puissance est comptabilisée dans le facteur de puissance totale de 70 p. 100, le facteur de charge de la demande répartie sur tout l'équipement doit être encore plus élevé — atteignant probablement de 80 à 85 p. 100. Par contraste, un facteur de puissance de 46 p. 100, moyenne canadienne récente et typique, impliquerait un facteur de charge d'environ 65 p. 100. Mais une grande partie de l'équipement — et non seulement la centrale de réserve — sera inévitablement au repos une grande partie du temps.

Il est manifestement dans l'intérêt financier des services d'électricité d'améliorer leurs facteurs de puissance en ayant des charges stables et soutenues.

En conséquence, le facteur technologique déterminant de la philosophie de production des services d'électricité est le facteur de charge. Personne ne peut déterminer les coûts de production de l'énergie électrique sans préciser le facteur de charge.

Tableau 1. Comparaison représentative des structures de coûts du kilowattheure (moyenne actuelle)

Système A : entièrement de base (très efficace) fonctionnant à 70 % de sa capacité		Système B : représentatif des systèmes actuels avec une combinaison typique d'équipements fonctionnant à 46 % de sa capacité	
I. Coûts d'immobilisation par kilowatt de centrale		I. Coûts d'immobilisation par kilowatt pondéré de centrale	
1 200 $ (nucléaire ou grande centrale hydro-électrique)		55 % 660 $ Élément de base (nucléaire ou grande centrale hydro-électrique)	
		35 % 165 $ Élément intermédiaire (charbon, hydro)	
		10 % 30 $ Élément de pointe (turbines)	
		855 $ Total	
II. Coûts d'immobilisation du transport et de la distribution		II. Coûts d'immobilisation du transport et de la distribution	
1 000 $		1 000 $	
Total des coûts d'immobilisation : 2 200 $		Total des coûts d'immobilisation : 1 855 $	
III.		III.	
(a) Estimation des coûts réels annuels d'utilisation du capital (10 %)		(a) Estimation des coûts réels annuels d'utilisation du capital (10 %)	
= 220 $		= 185 $	
À 70 % du facteur de capacité, ceci doit être amorti en fonction de 6 132 kWh	3,59 ¢/kWh	À 46 % du facteur de capacité, ceci doit être amorti en fonction de 4 030 kWh	4,59 ¢/kWh
(b) Combustible et coûts d'exploitation		(b) Combustible, coûts d'exploitation et d'entretien (kWh pondéré)	
Uranium à 100 $/kg 0,8 % de combustion et 30 % d'efficacité	0,19 ¢/kWh	Uranium (55 %)	0,1 ¢/kWh
		Charbon à 30 $/tonne (35 %)	0,47 ¢/kWh
		Turbines (pétrole à 30 $/baril) (10 %)	0,58 ¢/kWh
(c) Entretien à 10 % des coûts d'immobilisation	0,35 ¢/kWh		
Grand total des coûts :	4,13 ¢/kWh	Grand total des coûts :	5,74 ¢/kWh

Source : Rick Clayton, *Electric/Oil Hybrid Heating Systems*, Ottawa, ministre d'État aux Sciences et à la Technologie, 1984.

Des facteurs de charge élevés commandent de grandes centrales centralisées comme les installations hydro-électriques de la baie James et les centrales CANDU. Elles fonctionnent continuellement. De faibles facteurs de charge, en revanche, requièrent des génératrices modulaires, à petite échelle, qui ne fonctionnent qu'en réponse aux besoins.

On allègue parfois que les systèmes hydrauliques, comme ceux du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, ne sont pas aussi sensibles aux facteurs de charge que les systèmes thermiques de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse, de la Saskatchewan, de l'Alberta et d'autres provinces. On peut prétendre, de fait, que le bassin d'eau d'un barrage constitue une forme de stockage de l'énergie à laquelle on peut faire appel, théoriquement, en fonction des besoins, de sorte qu'il peut s'accommoder à n'importe quel type de charge.

La production hydraulique présente ainsi plus de souplesse que la production thermique, mais même les systèmes hydrauliques connaissent des contraintes. Tout d'abord, l'écoulement des eaux au Canada est inévitablement saisonnier. Il y a toujours plus d'eau au printemps, lors de la fonte des neiges. Malheureusement, le printemps est la saison où la demande d'électricité est faible. Les services d'électricité doivent donc emmagasiner l'eau pour la plus grande partie de l'année — les installations hydro-électriques doivent avoir ce qu'on appelle un stockage annuel d'eau. Ces contraintes rendent les prévisions mensuelles fort complexes. Ensuite, on peut connaître des sécheresses périodiques — problèmes auxquels B.C. Hydro, notamment, doit faire face. Enfin, l'espace disponible ne permet pas toujours d'ajouter simplement de nouvelles turbines au pied du barrage. Même les systèmes hydrauliques profitent de facteurs de charge élevés et soutenus. Hydro-Québec, par exemple, utilise ses débits principaux à Churchill Falls et à la baie James de façon continue pour produire une énergie de puissance de base.

Le facteur de charge a ceci de remarquable qu'il est peu connu et mal compris de la plupart des Canadiens, à l'exception des services d'électricité et des entreprises connexes. La raison pour laquelle la plupart des usagers ne sont guère sensibles à ce facteur tient sans doute aux barèmes tarifaires uniformes qu'ont mis en place les services d'électricité canadiens.

Facteur de charge et stratégies de tarification

Dans les secteurs industriel et commercial, les coûts de l'électricité sont d'ordinaire fonction de deux variables : la demande et l'énergie. La demande est la quantité de kilowatts de production d'une centrale qu'un service d'électricité doit affecter à un usager en période de pointe; l'énergie est la quantité de kilowattheures consommée. Les usagers dont la consommation d'électricité est uniforme représenteront les coûts d'ensemble les plus bas, étant donné qu'ils recevront le maximum de kilowattheures d'énergie de tout nombre donné de kilowatts de demande; mais les usagers n'ont encore que peu de motifs d'aménager un facteur de charge élevé, parce que le rapport des coûts entre les deux n'est pas progressif, même si les coûts de production de l'énergie pour les services d'électricité sont étroitement liés au facteur de charge.

Les ménages n'ont même pas droit à cette modeste différenciation des tarifs. Ils acquittent pratiquement un seul et même prix de référence de l'électricité. Au Canada, à l'heure actuelle, ce prix s'établit à environ 5 ¢/kWh. On peut alléguer qu'il s'agit là d'un prix fort trompeur. À 17 h, par le jour ouvrable le plus froid de janvier, on doit faire appel à une puissance de pointe et les centrales de réserve tourneront à plein rendement, sans toutefois produire de revenu. Les coûts d'un service d'électricité lors de ces périodes de pointe de charge peuvent s'élever à 50 ¢/kWh — 10 fois plus que les tarifs en vigueur. Par ailleurs, à 4 h le dimanche matin du week-end de la Fête du travail, en septembre — même les climatiseurs ne fonctionnant pas — le coût de l'énergie est pratiquement nul. Mais, dans un cas comme dans l'autre, les consommateurs n'en savent rien.

Le même problème se pose dans d'autres industries à forte intensité de capital et à demande variable. L'industrie du transport aérien en est un bon exemple. À n'importe quel moment, quatre ou cinq tarifs différents peuvent s'appliquer entre deux villes canadiennes, selon la saison, le jour de la semaine, les délais de réservation et le reste. Les tarifs les plus bas sont hors pointe : la société aérienne s'est engagée à envoyer un avion à Vancouver ou ailleurs de toute façon. Toute recette est considérée comme un boni. Les lignes aériennes ont élaboré des programmes complexes de prix fondés sur l'analyse de rendement et destinés à optimiser le rapport entre le total des ressources et le total des coûts. L'objectif de ces programmes de prix est de s'assurer que le prix payé par le dernier passager transporté couvre toute dépense additionnelle que peut entraîner pour la société le transport de ce passager. Les courbes de puissances classées des services d'électricité sont analogues à celles des analyses de rendement des lignes aériennes, mais on ne s'est guère efforcé d'élaborer des programmes de prix aussi sophistiqués.

L'électricité à prix unique peut également décourager les efforts de conservation. Ontario Hydro, par exemple, aimerait réduire de 6 000 MW sa demande de pointe totale. Le service public distribue même gratuitement aux usagers des ampoules plus performantes. Mais en l'absence de «prix-signaux» valables, pareils efforts sont-ils utiles?

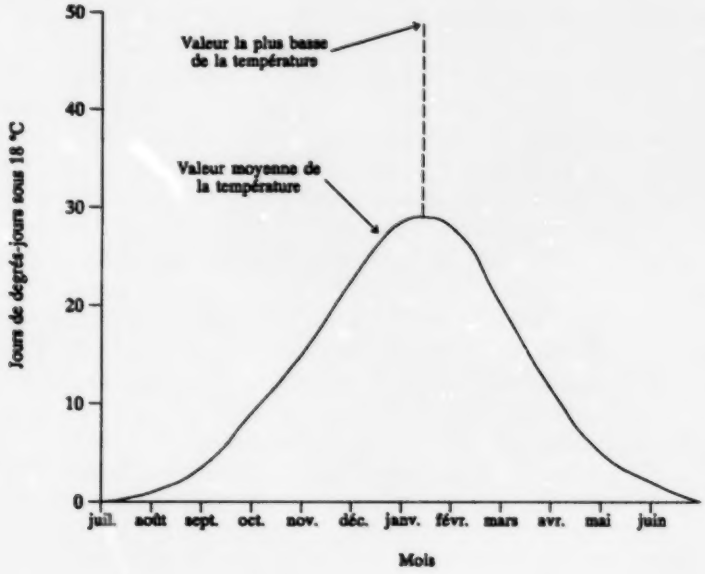
Dans le passé, la structure trompeuse des prix des services publics canadiens a entraîné des utilisations fort coûteuses et peu économiques de l'électricité, telles que le chauffage exclusivement électrique des bâtiments. Comme nous allons le voir, le chauffage exclusivement électrique illustre bien les problèmes qu'entraîne un tarif indifférencié représentant la moyenne de tous les coûts.

Étude de cas : le coût élevé du chauffage exclusivement électrique

Le chauffage exclusivement électrique des bâtiments est répandu au Canada, bien qu'étant, au fond, fort coûteux. Les consommateurs n'en voient pas les coûts réels. Le coût élevé du chauffage entièrement électrique des bâtiments provient de la rigueur des hivers canadiens. Des fronts froids larges et intenses peuvent couvrir la moitié du pays pendant plusieurs journées consécutives, et les températures locales peuvent alors chuter à -30°C et même à -40°C, soit de 20 à 30°C plus bas que la moyenne de janvier. La figure 1 représente un modèle de degré-jour typique pour Ottawa. La ligne pointillée indique le profond fossé qui existe entre la température la plus basse (la demande de chauffage de pointe) et la température moyenne du mois le plus froid (janvier). Tel est le cœur du problème des systèmes de chauffage exclusivement électrique : pour répondre aux besoins des clients, les services d'électricité doivent avoir suffisamment de capacité disponible dans leurs génératrices (y compris des réserves suffisantes) et dans leur réseau de transport et de distribution pour faire face à la pire situation, même si elle ne se présente qu'une fois l'an. En d'autres termes, le chauffage exclusivement électrique a un très piètre facteur de charge. Les données climatiques disponibles révèlent qu'au Canada, la demande de chauffage des bâtiments a un facteur de charge de 27 p. 100. Comparons ce chiffre avec l'ensemble de la charge résidentielle diversifiée d'une génératrice, qui est d'environ 35 p. 100, et la moyenne de l'ensemble du facteur de charge d'un service d'électricité, qui est de 65 p. 100[52]. Du point de vue des services d'électricité, les systèmes typiques de chauffage exclusivement électrique des bâtiments entraînent le facteur de charge dans la mauvaise direction, l'éloignant de la production de la centrale de base et le rapprochant de la production de la centrale de pointe.

Depuis un certain temps, les services canadiens d'électricité compensent l'irrégularité de la demande de chauffage des bâtiments par la diversité de la charge. Lorsque l'électricité ne répondait qu'à une très faible partie des besoins en chauffage des bâtiments, la diversité de la charge parvenait à atténuer les variations de la charge diurne. Par exemple, bien qu'il fasse généralement plus froid la nuit et qu'il faille davantage d'électricité pour le chauffage des bâtiments, la demande nocturne pour d'autres usages est moindre. Cette diversité de la charge aplanit la courbe de charge diurne. De fait, la

Figure 1. Schéma représentatif des degrés-jours au Canada



plupart des services canadiens d'électricité connaissent depuis de nombreuses années une courbe de charge déprimée en janvier. Mais il faut souligner que la charge est déprimée à un haut niveau de consommation. Cela signifie que si le recours au chauffage exclusivement électrique des bâtiments augmentait à l'avenir, il ne serait guère possible de compenser la nouvelle demande de pointe par la diversité de la charge.

Les services d'électricité canadiens fonctionnent déjà à un niveau élevé en hiver : une forte demande additionnelle de chauffage électrique des bâtiments augmenterait encore une demande de pointe déjà élevée. Il en résulterait une charge synchronisée plutôt que diversifiée.

Les charges synchronisées sont désastreuses. Les services d'électricité seraient contraints d'acheter beaucoup plus d'équipement à la seule fin de répondre à la demande de pointe de janvier. Il n'y aurait aucune demande correspondante le reste de l'année et le facteur de capacité annuel du système chuterait rapidement. Cela se traduirait directement par des coûts moyens de production plus élevés et les consommateurs devraient payer des tarifs plus élevés. Malheureusement, le chauffage des bâtiments est le nouveau marché le plus important que l'on puisse entrevoir pour l'industrie de l'énergie électrique.

Selon Ontario Hydro, même en tenant compte des possibilités de diversité de la charge, le chauffage à l'électricité d'une maison de taille moyenne dans le sud de l'Ontario nécessite plus de 9 kW d'énergie affectée au point d'utilisation uniquement pour le chauffage des bâtiments en période de demande de pointe (à savoir la plus froide). Cette quantité est trois fois plus élevée que la demande diversifiée de pointe (3 kW) d'une maison qui n'est pas chauffée à l'électricité. En outre, à l'échelle canadienne, le sud de l'Ontario a un climat relativement doux. Des régions plus froides pourraient imposer une demande plus forte au réseau d'électricité. De plus, une demande d'énergie d'environ 9 kW ne représente pas tout ce que le système doit fournir. Un service d'électricité doit s'attendre à des pertes de 10 p. 100 dans le transport et la distribution. Il doit également disposer d'une réserve de 20 p. 100 en cas de panne d'équipement. Enfin, les vastes fronts froids stationnaires s'étendent souvent

au-delà du territoire desservi par le service d'électricité, ce qui limite sa capacité d'utiliser la diversité des climats pour réduire la demande de pointe.

En tenant compte de tous ces facteurs, si un service d'électricité fonctionne à pleine capacité dans des conditions climatiques semblables à celles que connaît le sud de l'Ontario, il devra normalement consacrer 10 kW ou plus à sa centrale pour chaque maison chauffée à l'électricité[53]. Par contraste, sans chauffage électrique, la demande résidentielle de pointe diversifiée (qui détermine les besoins d'un service pour une centrale désignée) n'est que de 3 kW ou moins — soit moins du quart. Ontario Hydro a déjà indiqué publiquement que la construction de la capacité de production requise pour chauffer électriquement une seule maison coûte 50 000 $[54]. Si l'on établit à 10 p. 100 le taux d'utilisation du capital, cette capacité coûte environ 5 000 $ chaque année au service. Le combustible et les frais d'exploitation seraient en sus. Mais même en tenant compte d'une vente annuelle de 20 000 kWh à 5 ¢/kWh à une maison chauffée électriquement, le revenu s'établirait à seulement 1 000 $ par année.

Il va sans dire que les coûts élevés qu'entraînent ces mauvaises utilisations de l'électricité telles que le chauffage exclusivement électrique des bâtiments sont occultés par un prix unique de l'électricité fondé sur un coût moyen. Cela n'étaye guère la philosophie de production actuelle des services d'électricité.

En somme, le facteur de charge a une influence déterminante sur le choix de la technologie de production. Des économies d'échelle en matière d'énergie électrique existent certes, mais uniquement lorsque la demande est soutenue, c'est-à-dire que les facteurs de charge sont élevés. Cependant, aussi longtemps que les utilisations à grande échelle de l'électricité seront limitées à des marchés tels que le chauffage électrique des bâtiments, dont le profil de charge est à la merci d'éléments aléatoires comme la température, le facteur de charge ira en se détériorant et la thèse en faveur d'installations plus petites et de la privatisation se verra renforcée.

L'argument en faveur de la production de masse centralisée serait infiniment plus valable si les services d'électricité étaient en mesure de prévoir de façon réaliste une demande plus soutenue d'énergie électrique. Il serait encore préférable qu'un service d'électricité ait le loisir d'accepter ou de rejeter sa charge, une charge interruptive qui comblerait les creux de la courbe de puissances classées et justifierait une production accrue de la charge de base. Les services d'électricité canadiens sont-ils à la recherche de ce type de charge? Les programmes de R-D devraient être révélateurs à cet égard.

La R-D canadienne en matière d'énergie électrique au Canada dans le contexte mondial

Organisation de la R-D[55]

La R-D des services publics d'électricité est organisée de diverses façons. Dans de nombreux pays (France, Allemagne, Suède, Italie et Japon), la R-D est intégrée aux structures internes des entreprises d'électricité; tel est également le cas d'Hydro-Québec et d'Ontario Hydro. Parfois, une société de R-D est liée à un service d'électricité — par exemple, la société Powertec est la filiale de recherche de B.C. Hydro. Enfin, au Royaume-Uni, l'Electric Research & Development Centre est devenu un organisme de recherche entièrement autonome qui vend ses services aux entreprises britanniques d'électricité au même titre que les autres sociétés de recherche.

Les États-Unis et le Japon disposent tous deux d'importants organismes coopératifs de recherche pour l'industrie des services d'électricité. Les entreprises américaines s'appuient dans une large mesure sur l'Electric Power Research Institute (EPRI) et le gouvernement américain subventionne une partie de la recherche stratégique : par exemple, il investit 500 millions de dollars par année dans la fusion nucléaire. Au Japon, les services d'électricité consacrent des sommes importantes au Central Research Institute of Electric Power Industry, l'organisme coopératif de recherche, en plus de financer leur propre R-D.

Il existe des organismes coopératifs de recherche en Suède et en Allemagne, mais leurs budgets sont limités. Au Canada, l'Association canadienne de l'électricité joue un rôle semblable à l'EPRI aux États-Unis, avec un budget très inférieur.

Objectifs de la R-D[56]

Dans tous les pays étudiés aux fins du présent rapport (Canada, États-Unis, Japon, Royaume-Uni, Belgique, France, Allemagne, Suède et Italie), la R-D vise principalement à améliorer le rendement d'exploitation des services d'électricité. Par exemple, on estime qu'Hydro-Québec consacre 75 p. 100 de sa recherche à des besoins d'exploitation à court et à moyen termes. De même, Ontario Hydro fait porter la plus grande partie de sa recherche sur des questions et des problèmes techniques immédiats.

En général, les services d'électricité n'effectuent aucune recherche pure ou fondamentale, laissant celle-ci aux universités et aux laboratoires gouvernementaux. Par ailleurs, bien que les services d'électricité fassent de la recherche opérationnelle utile à leur exploitation, ils s'efforcent peu de commercialiser les résultats de leurs recherches.

Principaux champs de recherche[57]

Les services d'électricité concentrent leur R-D sur leurs propres systèmes de production et de transport. Les sociétés fortement axées sur le nucléaire, entre autres Électricité de France (EDF) et Ontario Hydro, consacrent une part importante de leur R-D à l'énergie nucléaire. Hydro-Québec met l'accent sur le transport à grande distance et la prolongation de la vie utile de ses installations hydro-électriques.

Néanmoins, certaines tendances communes se dessinent au sein de ce secteur de la R-D. On s'intéresse généralement aux domaines suivants :

- l'application de l'informatique aux systèmes de contrôle, à la robotique et à l'intelligence artificielle;

- les utilisations de l'électricité et l'élaboration d'électrotechnologies;
- la gestion de la demande (bien que les services d'électricité nord-américains se concentrent sur la conservation, tandis que les services européens s'efforcent d'accroître la demande hors pointe);
- l'énergie nucléaire, malgré les contraintes socio-politiques qui retardent actuellement son développement;
- la limitation des effets sur l'environnement[58].

En outre, les pays étudiés attachent une grande importance à des technologies qu'ils considèrent comme ayant une valeur stratégique cruciale :

- l'énergie photovoltaïque au Japon;
- la fusion nucléaire et la combustion écologique du charbon aux États-Unis;
- l'énergie de remplacement en Suède.

Au Canada, la recherche nationale sur les usages pacifiques de l'énergie nucléaire a entraîné les retombées directes et identifiables les plus importantes dans le secteur manufacturier de tous les programmes de R-D[59]. De fait, l'énergie nucléaire occupe toujours le premier rang en matière de recherche à Ontario Hydro : en 1989, on y a affecté environ 30 p. 100 du budget de recherche interne de la société, soit 22 millions de dollars, ainsi qu'une contribution de 45 millions de dollars au Groupe des propriétaires du CANDU.

Intensité de la R-D

Lorsque l'on détermine l'intensité de la R-D, on calcule d'ordinaire les dépenses au titre de la R-D en pourcentage des revenus. Cette méthode de calcul est valable dans un secteur soumis à la concurrence internationale, parce que les revenus sont comparables. Mais, dans un contexte monopolistique, les prix de l'électricité ne sont pas établis par le marché et, par conséquent, les revenus des différents services d'électricité ne sont pas véritablement comparables. En outre, les services d'électricité ont des structures de coûts différentes selon leur source d'énergie (hydraulique, thermique, nucléaire, etc.). C'est pourquoi les comparaisons entre les revenus des services d'électricité sont sujettes à caution.

Pour compenser ces inégalités, il est utile de comparer les dépenses au titre de la R-D non seulement avec les revenus, mais encore avec la quantité d'énergie vendue (*voir* tableau 2). L'énergie vendue fait figure de dénominateur commun, éliminant une partie des distorsions que font subir aux chiffres des revenus la manipulation des prix et les différentes structures de coûts entre les services d'électricité.

À la lumière de ces deux mesures de l'intensité, les services canadiens d'électricité apparaissent, à l'échelle internationale, comme faisant partie du gros du peloton en matière de R-D[60]. Comparativement aux autres secteurs examinés dans le cadre de la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie», il s'agit là d'une bonne performance. Notons cependant que, quel que soit le critère employé, les Japonais viennent en tête. Le modèle japonais mérite qu'on s'y attarde. Les services d'électricité japonais doivent acquitter une taxe de 1 ¢/kWh sur leurs ventes. Cette taxe sert à approvisionner un fonds servant exclusivement à financer des projets nationaux de R-D. Les services d'électricité y puisent en fonction des mandats de R-D qui leur sont confiés[61]. C'est en partie en raison de cet investissement obligatoire dans la R-D que l'intensité de la R-D au Japon est environ deux ou trois fois supérieure à celle des autres grands pays industrialisés[62]. Il est à remarquer que l'électricité n'est qu'un des nombreux secteurs où les entreprises japonaises effectuent plus de R-D que leurs homologues étrangers. (*Voir* la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» du Conseil des sciences du Canada, n° 3 — *Le fer et l'acier au Canada*; n° 4 — *Les véhicules automobiles au Canada*; n° 6 — *Les produits pétrochimiques et les résines au Canada*; n° 8 — *Les métaux non ferreux au Canada*; n° 10 — *La machinerie au Canada*; et n° 14 — *L'électronique au Canada*.)

Tableau 2. Les services publics d'électricité, 1989 (en millions de dollars)

	Canada			États-Unis	Europe					Japon	
	HQ	OH	BCH	BPA	Allemagne	Belgique	France	Italie	Suède	Tokyo	Kansai
Ventes (TWh*)	137,5	134,5	42,7	77,5	126,3	57,2	340,7	182,4	77,3	204,5	112,3
Produit des ventes	5 503,0	6 255,0	1 769,0	2 444,0	10 964,6	5 077,5	26 916,5	13 571,1	3 085,5	35 172,7	17 375,5
Capital (immobilisations)	30 810,0	32 362,0	8 245,0	7 956,6	6 601,9	848,2	78 050,5	62 817,4	10 748,8	77 824,1	42 126,4
R-D dépenses	112,0	128,7	10,0	20,4	111,6	39,2	603,5	179,6	51,8	1 300,3	669,6
R-D en proportion des ventes d'énergie (R-D $/TWh)	0,815	0,957	0,234	0,263	0,884	0,685	1,771	0,985	0,670	6,358	5,963
R-D en pourcentage du produit des ventes	2,0 %	2,1 %	0,6 %	0,8 %	1,0 %	0,8 %	2,2 %	1,3 %	1,7 %	3,7 %	3,9 %

Source : Conseillers en management MARCON Inc., *Rôle, stratégie et politiques des entreprises de service public d'électricité en matière de R-D*, rapport préparé pour le Conseil des sciences du Canada, 1991 (inédit), p. 6.

* TWh = térawattheure; 1 téra- = 10^{12}
HQ : Hydro-Québec
OH : Ontario Hydro
BCH : B.C. Hydro
BPA : Bonneville Power Administration
Allemagne : RWE
Belgique : Laborolec
France : Électricité de France
Italie : Enel
Suède : Vattentall
Tokyo : Tokyo Electric Power Company
Kansai : Kansai Electric Power Company

En termes absolus, les services publics d'électricité jouent un rôle important dans la R-D au Canada[63]. Ontario Hydro et Hydro-Québec sont cinquième et sixième respectivement sur la liste des 20 principaux investisseurs dans la R-D au Canada (immédiatement après BCE Inc., Pratt & Whitney, IBM Canada et EACL). Si ces deux sociétés étaient réunies, elles se classeraient au deuxième rang.

Approvisionnement des services publics d'électricité

Les services d'électricité sont d'importants acheteurs de produits et de services nécessaires à la construction et à l'entretien de leurs réseaux de production, de transport et de distribution. Par exemple, Ontario Hydro, plus gros utilisateur mondial du CANDU, peut déterminer le succès ou

l'échec du réacteur. Ses importants programmes de recherche dans ce domaine, joints à ceux du gouvernement fédéral, d'Hydro-Québec et de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, contribuent à apporter des améliorations constantes au CANDU.

De même, Hydro-Québec, par ses politiques d'approvisionnement favorisant les entrepreneurs locaux, a contribué à la formation de plusieurs sociétés d'ingénieurs-conseils de réputation internationale. Par exemple, les sociétés Lavalin (celle-ci est maintenant fusionnée avec SNC), avec 4 300 employés, SNC, avec 2 055 employés et Dessau, avec 608 employés, sont trois importantes firmes d'ingénieurs-conseils du Québec[64]. Chacune d'entre elles a profité de la politique d'impartition d'Hydro-Québec.

Par leurs politiques d'approvisionnement, les producteurs et distributeurs d'électricité peuvent influer profondément sur le secteur manufacturier. Au fil des années, Ontario Hydro, Hydro-Québec et B.C. Hydro ont acquis des compétences technologiques dans certains domaines. Ces compétences leur permettent d'évaluer des technologies, d'en développer certaines et d'influencer leurs fournisseurs, ce qui peut parfois stimuler l'élaboration de nouveaux produits[65].

Retombées de la R-D des services d'électricité

La R-D effectuée par les services publics d'électricité améliore leur rendement en tant que producteurs, transporteurs et distributeurs. Leur R-D ne vise pas particulièrement à promouvoir la productivité manufacturière dans le secteur de l'électricité. Néanmoins, dans certaines circonstances favorables, la R-D des services d'électricité entraîne des retombées directes dans ce secteur[66].

Les services d'électricité ont pour but immédiat, entre autres, la réduction des coûts, l'amélioration de la fiabilité du réseau, le remplacement des formes d'énergie concurrentes, la gestion de la demande, la protection de l'environnement et l'utilisation rationnelle de l'énergie. Si la poursuite de ces buts exige ou favorise l'élaboration de produits qui peuvent être manufacturés au Canada et éventuellement exportés, leur R-D peut alors entraîner des incidences bénéfiques pour l'industrie manufacturière[67].

Au cours des dernières années, certains services canadiens d'électricité, notamment Hydro-Québec et Ontario Hydro, ont entrepris une R-D sur les électrotechnologies. Leur but est d'améliorer l'efficacité des procédés industriels et la compétitivité de leurs clients de l'industrie[68].

La R-D d'Hydro-Québec dans ce domaine est effectuée principalement à son centre de recherche de l'Institut de recherche en électricité du Québec (IREQ) et au Laboratoire sur les technologies électrochimiques et les électrotechnologies (LTEE). Cette recherche, dont le but est de mettre au point des électrotechnologies plus efficaces que les procédés actuels fondés sur la compétitivité des sources, vise les objectifs suivants[69] :

- l'élaboration et l'adaptation de procédés métallurgiques et chimiques à température élevée;
- l'élaboration et l'adaptation de procédés de séchage industriel;
- l'élaboration de procédés à basse température, principalement pour réchauffer les liquides;
- l'élaboration, conjointement avec des partenaires industriels, de technologies nouvelles dans l'industrie chimique.

Le LTEE réalise et démontre également la faisabilité des électrotechnologies et des procédés électrochimiques. Ce laboratoire collabore étroitement avec plusieurs centres de recherche des universités. Son budget annuel est d'environ 12 millions de dollars, dont un tiers provient de ses clients industriels, un tiers d'un accord fédéral-provincial et un tiers d'Hydro-Québec[70].

Le service de recherche d'Ontario Hydro s'intéresse à plusieurs électrotechnologies, dont les arcs électriques, les micro-ondes, les lasers et les thermopompes[71].

Certains services canadiens d'électricité font des efforts remarquables pour commercialiser leurs technologies par l'entremise, notamment, de New Business Ventures, d'Ontario Hydro ou de Nouveler, filiale d'Hydro-Québec. New Business Ventures réalise des ventes de plus de 50 millions de dollars annuellement en commercialisant les technologies d'Ontario Hydro. Toutefois, les activités de R-D des services d'électricité ont contribué quelque peu à la compétitivité du secteur manufacturier canadien[72].

Le programme de recherche d'Hydro-Québec donne naissance périodiquement à des filiales ayant mission de vendre sa technologie à l'étranger. La société a annoncé récemment la constitution d'une nouvelle filiale, la société System M3i Inc., chargée de vendre un nouveau logiciel. Fonctionnant sur micro-ordinateur, ce logiciel sert à gérer un réseau d'électricité ou d'autres types de réseaux de distribution. Le premier acheteur fut le service des eaux et de l'énergie de Los Angeles. D'autres exemples de retombées de la recherche d'Hydro-Québec sont la mise au point de turbines améliorées et de simulateurs de réseaux[73].

La R-D des services d'électricité en matière d'électrotechnologies se présente différemment. Dans ce domaine, le but de la recherche est de faire connaître aux usagers des produits et des systèmes qui orientent la demande dans le sens souhaité par le service d'électricité. Ce type de R-D n'entraîne pas que des retombées occasionnelles, mais exige une collaboration étroite et soutenue avec l'industrie manufacturière. La R-D des services d'électricité dans ce domaine commence à avoir de profondes répercussions au Canada et justifie un traitement privilégié. Les électrotechnologies offrent également d'excellentes possibilités d'exportation[74].

Certains services d'électricité reconnaissent la difficulté qu'a l'industrie canadienne d'élaborer des électrotechnologies et cotisent au Comité canadien des électrotechnologies (CCE), organisme tripartite sans but lucratif représentant les services d'électricité, l'industrie, les universités, le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux. Hydro-Québec joue un rôle de premier plan dans ses activités. Le CCE est voué à la diffusion de la technologie, à l'éducation et au soutien de l'information technologique partout au pays. Il publie le bulletin périodique *Électroflash*, organise de brefs colloques spécialisés et des cours universitaires de génie électrotechnologique (en moyenne 50 par année), possède une vaste bibliothèque, communique à ses membres les résultats de la recherche électrotechnologique mondiale et présente régulièrement des conférences et des congrès industriels.

Les retombées et les avantages de la recherche des services d'électricité dépendent de la faculté des entreprises canadiennes d'exploiter les possibilités offertes par cette recherche. Celle-ci ne pourra accroître la compétitivité des sociétés manufacturières que dans la mesure où ces sociétés disposent de la capacité et du potentiel commercial pour la mettre à profit. La figure 2 illustre la situation.

Infrastructure industrielle nationale

Les ventes des fabricants canadiens de matériel électrique s'élevaient à un peu moins de neuf milliards de dollars en 1988, comparativement à environ 300 milliards de dollars pour l'ensemble du secteur manufacturier canadien. Les importations de produits électriques en 1988 étaient très supérieures aux exportations : 4,8 milliards de dollars et 1,4 milliard de dollars respectivement[75]. Cette piètre performance commerciale est typique de l'ensemble du secteur manufacturier canadien. (*Voir* la série «Stratégies sectorielles en matière de technologie» du Conseil des sciences du Canada, n° 10 — *La machinerie au Canada.*)

La plupart des fabricants canadiens de matériel électrique sont affiliés à des multinationales étrangères qui concentrent généralement leurs activités de R-D dans leur pays d'origine et leurs

Figure 2. Retombées de la R-D des services publics d'électricité

Source : Conseillers en management MARCON Inc., *Rôle, stratégie et politiques des entreprises de service public d'électricité en matière de R-D*, rapport préparé pour le Conseil des sciences du Canada, 1991 (inédit), p. 61.

services à la clientèle à proximité de leurs marchés. Le résultat est que peu de R-D s'effectue au Canada[76]. Et comme il existe fort peu de multinationales canadiennes, la R-D du secteur manufacturier est anémique.

Les dépenses des fabricants canadiens de matériel électrique au titre de la R-D sont d'environ 136 millions de dollars par année. Ce chiffre représente près de 2,5 p. 100 de leurs ventes, ce qui est peu pour ce secteur par rapport aux autres pays[77]. Les filiales des multinationales étrangères prennent des produits conçus par la société mère et les adaptent au marché local. Dans certains cas, les filiales élaborent une gamme étroite de produits à l'intention du marché international, en vertu d'une exclusivité mondiale accordée par la société[78].

Il est difficile d'établir un lien de causalité entre le niveau de la R-D des services publics d'électricité et la compétitivité industrielle. La R-D a un effet multiplicateur dans la mesure où le secteur manufacturier lui-même a la capacité de participer à des projets conjoints de R-D (comme en France et en Suède), d'entreprendre de la R-D pour le compte des services publics d'électricité (comme aux États-Unis), ou d'aider les services d'électricité à concevoir des prototypes et des produits commerciaux (comme au Japon)[79].

Ce n'est qu'occasionnellement que les services d'électricité canadiens parviennent à trouver au pays des partenaires en mesure de collaborer à leur recherche ou même de profiter des retombées industrielles de celle-ci. La R-D des services canadiens d'électricité qui débouche sur une innovation technologique risque, dans une large mesure, de contribuer à la compétitivité des sociétés étrangères si elles sont les seuls partenaires industriels disponibles. Dans ces conditions, les services canadiens

d'électricité sont peu enclins à accroître leur R-D dans les secteurs susceptibles d'entraîner des retombées industrielles[80].

L'exception la plus notoire est la collaboration de longue date entre les services d'électricité qui utilisent le système nucléaire CANDU, EACL et les entreprises industrielles privées qui s'y rattachent. En l'occurrence, le fabricant était le chef de file d'un projet de développement à long terme qui a abouti à un produit commercialisé dans le monde entier. En outre, le système CANDU (techniquement différent des systèmes nucléaires américains ou britanniques) affiche dans l'ensemble une excellente tradition de disponibilité (facteur de puissance) et, apparemment, de sécurité.

EACL fut créée en 1952 pour élaborer des technologies nucléaires à des fins pacifiques. Sa principale réussite fut la conception du réacteur nucléaire CANDU. À la fin de 1989, des 339 grandes centrales nucléaires en activité dans le monde, 20 étaient des CANDU. Aujourd'hui, l'industrie nucléaire canadienne emploie 27 000 personnes.

À la demande du gouvernement canadien, EACL a fondé deux sociétés commerciales dans le cadre du programme de privatisation. Depuis octobre 1988, ces entreprises, Nordion International Inc. et Theratronics International Limited, offrent respectivement des services de radiochimie et des produits médicaux. EACL a vendu Nordion en 1991. EACL est également en voie de scission en deux secteurs principaux : EACL Recherche et CANDU Opérations. EACL Recherche sera financée conjointement par le gouvernement canadien, Ontario Hydro, Hydro-Québec et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Elle sera toujours responsable des programmes nationaux de R-D nucléaire. CANDU Opérations facilitera la participation de tous les agents des secteurs public et privé intéressés au CANDU.

EACL effectue à elle seule la plus large part de R-D en matière d'électricité au Canada. Sa compétence, jointe à l'expertise pratique d'Ontario Hydro, d'Hydro-Québec et de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, aide les fabricants canadiens de pièces du CANDU à vendre leurs produits à l'étranger.

Au fil des années, le gouvernement canadien a investi plus de quatre milliards de dollars dans la R-D à EACL. Le financement fédéral atteindra 176 millions de dollars en 1991, ce qui représente 92 p. 100 des revenus de 191 millions[81]. Ce financement appuyait l'un des très rares éléments du sous-secteur canadien des machines électriques qui dispose d'une capacité technologique.

La R-D, jointe à une politique d'achat favorable aux fabricants nationaux, comme dans le cas du CANDU, consolide les entreprises en leur fournissant un marché de base à partir duquel elles peuvent devenir compétitives sur la scène internationale. L'efficacité de ce type de politique, également pratiqué en France, en Belgique et en Italie, ne dépend pas uniquement de la R-D, mais aussi du dynamisme et de la capacité du secteur manufacturier[82].

En Allemagne, le lien entre la R-D et les fournisseurs a été renforcé par une intégration à la fois verticale et horizontale en un conglomérat qui s'intéresse au développement des ressources énergétiques ainsi qu'aux activités qui s'y rattachent, telles que l'ingénierie, la construction et la fabrication[83].

Au Japon, les entreprises fonctionnent d'ordinaire au sein d'une famille de sociétés connexes (*keiretsu*). Le secteur manufacturier bénéficie donc de retombées considérables en provenance de la R-D des services publics d'électricité[84]. Ces retombées peuvent être aisément commercialisées par un secteur intégré de la fabrication et des services.

Au Canada, les services d'électricité entretiennent des rapports différents avec leurs fournisseurs. Hydro-Québec a une politique d'achat qui favorise nettement les fournisseurs québécois. Ontario Hydro, de son côté, privilégie également les entreprises ontariennes, bien que dans une mesure moindre. Mais dans un cas comme dans l'autre, les pratiques d'acquisition ne sont pas liées aux programmes de R-D, même lorsque le service d'électricité intervient directement dans la

commercialisation des résultats de sa recherche. Il est même arrivé dans un cas qu'Hydro-Québec achète un produit concurrent plutôt que celui qu'elle avait aidé à mettre au point[85].

En résumé, les différences d'intensité de la R-D des services d'électricité d'un pays à un autre n'expliquent pas les répercussions différentes qu'entraîne cette recherche sur la compétitivité des secteurs manufacturiers de ces pays. Un regroupement solide et dynamique d'entreprises nationales peut profiter de la R-D des services d'électricité et s'en servir pour accroître sa compétitivité internationale. En revanche, un pays ne disposant pas d'un tel potentiel trouvera difficile de tirer profit de ce genre de recherche[86].

Possibilités et stratégies de croissance du secteur de l'énergie électrique au Canada

Compte tenu de l'importance de leur capitalisation ainsi que de leurs budgets d'exploitation et de R-D, les services d'électricité canadiens sont en mesure de jouer un rôle important dans le secteur de la haute technologie[87]. Ils peuvent aider à concevoir et à promouvoir de nouvelles technologies tant en amont, dans la production et le transport de l'énergie, qu'en aval, dans son utilisation et les électrotechnologies.

Recherche en amont et technologies de production et de transport

La production d'énergie nucléaire demeure une technologie positive et prometteuse au Canada. Le système CANDU a prouvé qu'il était fiable et économique comparativement aux centrales nucléaires concurrentes, à l'uranium enrichi, de fabrication américaine (bien que de récents problèmes concernant les tubes sous pression des réacteurs CANDU d'Ontario Hydro aient réduit leur facteur de puissance effective, en 1991, à environ la moyenne de l'ensemble des réacteurs). Compte tenu de son rendement sur vingt ans, la technologie du CANDU comme centrale de base demeure excellente (son facteur de puissance annuel se situe habituellement aux alentours de 85 p. 100). La fusion nucléaire pourrait se révéler une technologie de puissance de base également prometteuse dans l'avenir. En ce moment, au Canada, EACL et Hydro-Québec (par le biais de l'IREQ) l'expérimentent conjointement. Énergie, Mines et Ressources Canada (EMR) appuie également ces expériences.

Le programme nucléaire canadien entraîne d'importants avantages industriels. La poursuite de son propre programme de recherche en fission nucléaire a permis au Canada d'établir une infrastructure industrielle de fournisseurs pour le CANDU. Pour le reste de ce secteur, la plupart de l'équipement d'appoint et l'infrastructure sont importés. Dans un avenir plus lointain, un programme entièrement canadien de recherche sur la fusion pourrait entraîner les mêmes avantages. Les retombées potentielles pourraient comprendre les lasers, les matériaux nouveaux et l'équipement de télécommunications.

Un domaine dans lequel la R-D industrielle pourrait se révéler fort prometteuse est celui des technologies de production de l'électricité à partir du charbon. Cette technologie trouverait un marché en Allemagne et dans plusieurs pays d'Europe de l'Est qui disposent d'énormes réserves de charbon, mais qui sont dépourvus de pétrole, de gaz ou de potentiel hydro-électrique. Ces pays ont également imposé un gel de leurs programmes de développement de l'énergie nucléaire. Les États-Unis constituent un autre vaste marché potentiel, le charbon y jouant un rôle considérable dans la production d'électricité[88].

Une technologie du charbon particulièrement attrayante est celle de la combustion en lit fluidisé. Elle promet jusqu'à 15 p. 100 de gains d'efficacité totale, ne contribue pas aux pluies acides (ne dégageant pratiquement pas de SO_2), et empêche même la formation de NO_x et la production de minéraux toxiques. La combustion du charbon sans danger pour l'environnement est un domaine où le Canada a déjà effectué une importante recherche grâce à l'aide financière d'EMR[89].

L'amélioration des méthodes d'entretien visant à prolonger la durée de vie des centrales existantes constitue un aspect prometteur de la R-D des services d'électricité au Canada. Ces derniers s'y emploient déjà dans une très large mesure. Il convient de noter que plusieurs centrales canadiennes, y compris des centrales nucléaires, pourraient dépasser leur espérance de vie. La R-D visant à maintenir en service l'équipement plus vieux pourrait également être rentable.

Enfin, les supraconducteurs dits à température élevée ont beaucoup fait parler d'eux depuis trois ans. Ces supraconducteurs pourraient éliminer les pertes occasionnées par le transport du courant à grande distance. Compte tenu de la distance considérable à laquelle sont situées les sources d'énergie hydro-électriques au Canada, les supraconducteurs ouvrent des perspectives fascinantes. Cependant, les résultats obtenus jusqu'à maintenant ne sont pas suffisamment concluants pour justifier une augmentation importante des dépenses.

Les chocs pétroliers des années 1970 ont stimulé l'intérêt et l'appui des secteurs public et privé à l'égard des sources d'énergie renouvelable et d'énergie de remplacement, telles que les énergies solaire et éolienne. Mais fort peu de ces technologies se sont révélées économiquement ou techniquement viables. La baisse substantielle du prix du pétrole dans les années 1980 a entraîné une diminution de l'intérêt et de l'appui dans ce domaine. De plus, la rigueur du climat canadien et l'ampleur des besoins du Canada en matière d'énergie vont à l'encontre de ces technologies.

Les États-Unis ont fait plus de progrès que tout autre pays en matière d'énergies renouvelables. Ces dernières constituent maintenant dans ce pays une source de 23 p. 100 plus importante que l'énergie nucléaire. Huit États obtiennent maintenant 20 p. 100 de leur énergie de sources renouvelables, et la puissance électrique provenant de sources renouvelables autres qu'hydrauliques a décuplé dans les années 1980, pour atteindre 9 500 MW — soit l'équivalent de 10 à 12 centrales nucléaires moyennes[90]. Toutefois, la réglementation fiscale des États-Unis est conçue de manière à favoriser le développement de sources renouvelables ou de sources de remplacement. Cette fiscalité risque d'orienter les investissements américains vers des usages moins économiques.

À certains égards, les énergies renouvelables posent moins de danger pour l'environnement que les combustibles fossiles ou le nucléaire. Les énergies de sources solaire, éolienne et géothermique sont abondantes et pratiquement inépuisables. La plupart d'entre elles ne produisent que peu ou pas de pollution directe (bien qu'elles puissent susciter des problèmes environnementaux, par exemple lors du processus de fabrication) et présentent peu de risques à la sécurité du public (bien que ceux qui travaillent au montage et à l'installation puissent être exposés à des dangers). Et elles sont d'origine nationale, ce qui les met à l'abri des caprices des fournisseurs étrangers[91]. Cependant, le débat entourant la compétitivité économique de ces sources renouvelables par rapport aux sources classiques que sont les combustibles fossiles et le nucléaire, n'a toujours pas été tranché.

On trouvera ci-après de brèves évaluations de certaines technologies, qui ne sont pas en usage au Canada actuellement, en matière d'énergie renouvelable ou d'énergie de remplacement.

Le photovoltaïque. Les cellules photovoltaïques transforment directement la lumière solaire en électricité. En passant à travers un semi-conducteur tel qu'une pellicule de silicone recouvrant un cristal de type différent, la lumière établit un voltage et un courant. C'est le principe utilisé pour les piles solaires. En 1988, plus de 40 sociétés dans le monde fabriquaient des cellules photovoltaïques fournissant environ 35 MW. (Des millions de montres et de calculatrices constituent, de nos jours, une application relativement mineure, mais fort évidente, du photovoltaïque.) Le Japon est le chef de file de cette technologie. Les entreprises japonaises visent une commercialisation massive en l'an 2000. Les prix connaissent une forte tendance à la baisse — d'environ 2,50 $/kWh en 1980 à peut-être 0,75 ¢/kWh en 1990. Le photovoltaïque pourrait fort bien devenir une technologie compétitive d'ici l'an 2000, étant donné que les tarifs d'électricité actuels au Japon s'établissent à environ 0,25 ¢/kWh. Cette technologie pourrait devenir très importante pour les centrales canadiennes : en théorie, des cellules photovoltaïques pourraient constituer l'un des éléments d'une centrale de pointe pendant le jour. Si ces cellules pouvaient être assorties d'un stockage à court terme (piles), elles pourraient aider à satisfaire la demande de pointe dans un contexte de détérioration du facteur de charge.

La cogénération. En matière de production d'énergie à faible échelle, la cogénération, soit la production combinée de chaleur et d'électricité à partir d'une même source, représente la technologie la plus avancée. Au début des années 1980, cette méthode de production d'énergie était celle qui se répandait le plus vite aux États-Unis. La plupart des systèmes de cogénération se trouvent dans les usines ou dans les grands établissements comme les hôpitaux; l'énergie excédentaire est vendue aux services d'électricité. Que le combustible soit du gaz naturel, du charbon, des déchets municipaux solides ou des copeaux de bois, la cogénération peut, en favorisant l'économie de carburant, présenter des avantages pour l'environnement et réduire les coûts. Non seulement la cogénération réduit les pluies acides et d'autres formes de pollution, mais encore elle crée des revenus par la vente de l'électricité qu'elle produit. Ontario Hydro étudie actuellement les possibilités de cogénération en Ontario.

L'énergie géothermique. L'énergie géothermique est produite en captant la chaleur provenant de l'intérieur de la terre. Les volcans, les geysers et les sources thermales sont les sources les plus courantes de cette énergie. Aux États-Unis, la puissance de la charge électrique de base d'origine géothermique est passée de 926 MW en 1980 à près de 2 700 MW en 1989. Sept pour cent de l'énergie consommée en Californie est maintenant d'origine géothermique. Malheureusement, les sources d'énergie géothermique ne sont disponibles qu'en de rares endroits et le Canada en compte peu.

L'énergie thermique solaire. Les centrales à énergie thermique solaire utilisent des concentrateurs qui font converger la lumière solaire sur un récepteur, chauffant un liquide afin de produire de la vapeur ou de l'électricité. Le liquide chauffé peut être emmagasiné dans des réservoirs isolants pour utilisation la nuit ou par temps nuageux. Trois systèmes retiennent actuellement l'attention : les récepteurs centraux, ainsi que les réflecteurs et les miroirs paraboliques. Généralement, les systèmes thermiques solaires ne sont économiques que dans les déserts et les régions tropicales; compte tenu du climat canadien, ils ne semblent pas constituer un choix prometteur pour ce pays.

La technologie de la construction solaire. Les mesures passives comprennent les fenêtres adiathermiques et les bâtiments orientés de manière à recevoir le maximum de lumière solaire. Les mesures actives comprennent les capteurs solaires de toiture combinés à des pompes pour le chauffage à l'eau chaude. Cette technologie pourrait sans doute être adaptée au Canada, mais son application risque d'être limitée.

Le vent. À l'heure actuelle, 16 000 turbines fournissent à la Californie 1 p. 100 de son énergie électrique, soit suffisamment pour répondre aux besoins de 300 000 foyers. La Californie possède plus de 80 p. 100 des éoliennes dans le monde; 13 p. 100 des autres tournent au Danemark, Hawaï en compte entre 2 et 3 p. 100 et les 4 p. 100 restants sont dispersés ailleurs dans le monde. Certaines régions du Canada pourraient peut-être utiliser cette technologie, mais elle nécessite des vents constants. Quelques expériences canadiennes en matière d'énergie éolienne ont connu de graves problèmes techniques.

L'hydrogène. Un courant électrique peut séparer l'hydrogène et l'oxygène de l'eau par un procédé connu sous le nom d'électrolyse. L'hydrogène seul pourrait alors servir de combustible, soit directement, soit comme accélérateur de la gazéification ou de la liquéfaction du charbon ou du bois. Même si l'électricité était fournie pratiquement gratuitement, les prix actuels de l'énergie ne justifieraient pas le recours à un tel procédé, parce que le Canada dispose de gaz naturel comme source de remplacement de l'hydrogène. La sécurité et l'entreposage de l'hydrogène soulèvent également

d'énormes problèmes. Utilisé directement comme combustible, l'hydrogène présenterait cependant un grand avantage pour l'avenir : il ne produirait pas de CO_2 et ne contribuerait pas au réchauffement de la planète. Bien que de nombreuses années nous séparent encore d'une utilisation commerciale, l'hydrogène obtenu par l'électrolyse demeure une possibilité à très long terme. Ce procédé a ceci d'intéressant et d'important que l'électricité requise pour la production de l'hydrogène pourrait être fournie théoriquement en période hors pointe, c'est-à-dire que l'usine d'électrolyse pourrait constituer une charge que le service d'électricité approvisionnerait à son gré. Bien qu'elle ne serait pas gratuite, l'électricité requise ne coûterait pas cher.

En somme, bien que la recherche en amont sur la production et le transport offre certaines possibilités, le potentiel en matière de technologies nouvelles au Canada demeure limité, quand il ne fait pas déjà l'objet de recherches au sein des services canadiens d'électricité ou des agences connexes.

Recherche en aval : utilisation et applications

La recherche sur l'utilisation et les applications de l'électricité est relativement nouvelle. Déjà, cependant, plusieurs possibilités apparaissent, dont celles présentées ci-après.

Les technologies de gestion de la demande. Ces technologies influent sur le facteur de charge de la demande d'électricité, soit en réduisant les charges, soit en déplaçant la demande vers des périodes plus commodes (hors pointe). Elles comprennent, par exemple, la télécommande des systèmes de chauffage à l'eau chaude, l'éclairage fluorescent et des appareils ménagers ainsi qu'un équipement plus efficaces.

Les électrotechnologies. Ces technologies utilisent l'électricité à de nouvelles fins ou en remplacement d'autres combustibles. Les électrotechnologies comprennent quatre grands domaines : les technologies électriques, telles que la synthèse et la réduction électrochimiques; les technologies électrothermiques à température élevée, telles que la fusion à l'arc; les technologies électrothermiques à basse température, telles que les pompes à chaleur industrielles et les technologies motrices, y compris les moteurs à grande puissance et les systèmes d'entraînement à vitesse variable[92].

Les véhicules électriques. Les voitures électriques demeurent fascinantes pour plusieurs raisons. Elles réduiraient notre dépendance à l'égard d'approvisionnements aléatoires en pétrole. Elles pourraient, en principe, être rechargées la nuit (en période hors pointe). Le coût au kilomètre pourrait être plus bas, parce qu'elles comportent relativement moins de pièces mobiles. Elles présenteraient des avantages environnementaux, notamment dans les zones urbaines à forte circulation. Le problème, bien sûr, est la technologie des accumulateurs. Jusqu'à présent, aucune batterie d'accumulateurs n'offre une autonomie ou une durabilité satisfaisante. Le climat froid du Canada complique davantage le problème. Néanmoins, les perspectives à long terme demeurent très favorables. Les services d'électricité japonais, tels que la Tokyo Electric Power Company, collaborent déjà avec l'industrie automobile japonaise à la mise au point d'une voiture électrique.

Si les services canadiens d'électricité offraient un barème tarifaire différencié, fondé sur les caractéristiques du facteur de charge, des marchés entièrement nouveaux s'ouvriraient en Amérique du Nord à des technologies nouvelles en matière d'approvisionnement et de demande. Un tarif de pointe pourrait favoriser de nouveaux choix d'approvisionnement actuellement trop coûteux par rapport à un tarif uniformisé; un tarif hors pointe favoriserait l'ouverture de nouveaux marchés à des produits électriques à présent alimentés par des sources d'énergie moins coûteuses.

Il est possible d'équilibrer la charge du réseau de façon à la fois quotidienne et saisonnière. Tel devrait être le but le plus important de la R-D des services d'électricité. Mais il faudrait pour cela qu'ils adoptent des prix-signaux, à savoir des tarifs hors pointe, de façon à «combler le creux de la courbe».

Systèmes de chauffage mixtes[93]

L'une des façons de «combler le creux» est l'emploi de systèmes de chauffage biénergie ou mixtes. Bien que le chauffage mixte ne soit pas le seul moyen d'équilibrer la demande, il a été retenu par plusieurs services d'électricité aux États-Unis, notamment la Minnkota Power Co-operative, au Minnesota et au Dakota et, jusqu'à un certain point, par Hydro-Québec. En conséquence, l'expérience acquise est déjà considérable. À l'heure actuelle, ce système est commercialement viable et présenterait des avantages industriels appréciables pour certaines régions du pays. Assorti d'une structure tarifaire hors pointe (différenciée), ce système pourrait réduire de moitié ou plus les coûts du chauffage des bâtiments au Canada. La quantité de pétrole ainsi économisée pourrait être exportée. On peut affirmer sans risque de se tromper que ce système demeure particulièrement bien adapté au contexte canadien d'hivers rigoureux accompagnés d'un vaste potentiel de production de puissance de base. Il s'agit là d'une perspective fascinante offerte au secteur canadien de l'énergie électrique.

Comme son nom l'indique, un système mixte, ou biénergie, utilise deux sources différentes d'énergie pour le chauffage de n'importe quel type de bâtiment. L'une de ces sources est l'électricité. L'autre est un combustible emmagasinable, tel que le mazout, le propane, le gaz naturel ou le bois. Le facteur critique est que l'électricité n'a plus à assurer dans sa totalité le chauffage des bâtiments.

Environ 30 p. 100 des bâtiments, au Canada, sont équipés de chaudières au mazout. Tout ce qu'il y a à faire pour les convertir à un système de chauffage mixte est d'installer un radiateur électrique dans le corps de la chaudière. De plus, à l'exception des périodes les plus froides de l'hiver canadien, seule une modeste quantité d'énergie est requise pour entretenir la chaleur d'un immeuble — quantité que le réseau d'électricité est facilement en mesure de fournir. Dans un système mixte, la chaudière d'appoint au mazout peut n'être activée qu'en période de pointe de la demande du réseau d'électricité. Des expériences effectuées par Ontario Hydro, EACL et Hydro-Québec et la mise en service du chauffage mixte par la Minnkota Power Co-operative dans le nord des États-Unis ont démontré que ce système améliore sensiblement le facteur de charge du réseau, entraînant une amélioration proportionnelle du facteur de puissance des centrales électriques.

Grâce au système biénergie ou mixte, le chauffage des bâtiments cesse d'être une charge désastreusement synchronisée. Au lieu de cela, il devient la charge parfaite dont rêvent les services d'électricité, une charge qu'ils peuvent, au fond, contrôler. Il s'agit là d'une charge très lourde, pouvant absorber une énorme quantité d'énergie. Mais cette charge est entièrement ou presque hors pointe — c'est une «combleuse de creux». Cependant, l'électricité continue d'assurer au moins 80 p. 100 de la charge du chauffage des bâtiments.

Il y a deux méthodes principales de contrôle des systèmes biénergie ou mixtes. Avec la méthode mixte I, l'électricité assure le chauffage des bâtiments jusqu'à ce que la température extérieure chute au-dessous d'un niveau préétabli. La source d'énergie emmagasinable, tel le mazout, prend alors le relais de l'électricité. La commande du commutateur de l'électricité au mazout demeure dans l'immeuble.

La méthode mixte II est encore supérieure. Quand elle n'est pas requise à d'autres fins, c'est-à-dire quand elle est hors pointe, la puissance est affectée au chauffage seul. Quand la demande totale d'électricité atteint la capacité maximale, le service d'électricité débranche, par télécommande, un nombre suffisant d'appareils de chauffage — techniquement, il y a plusieurs façons de le faire —

afin de pouvoir fournir suffisamment d'électricité pour répondre à la demande croissante. Lorsque celle-ci décroît, les appareils de chauffage sont rebranchés à distance. C'est le système employé par la Minnkota Power Co-operative. Grâce à cette méthode, un service d'électricité n'a même pas besoin de centrale de réserve; il peut affecter toute sa puissance au chauffage des bâtiments, dans la mesure où, en cas de panne de génératrice, les systèmes de chauffage mixte télécommandés peuvent être débranchés afin de réduire la charge du reste de la centrale.

Il serait sans doute possible d'adapter la biénergie aux besoins du secteur industriel. Par exemple, un four électrique, dans certains cas, pourrait être remplacé temporairement, en période de pointe de la demande d'électricité, par un four au charbon ou au gaz. Une autre possibilité, plus lointaine, serait la pompe à chaleur industrielle, à laquelle s'ajouterait, par exemple, la combustion du charbon pour la production de chaleur à des fins industrielles.

Environ 80 p. 100 des bâtiments actuellement chauffés au mazout pourraient l'être, théoriquement, à l'électricité, s'ils étaient tous (résidentiels, commerciaux et industriels) reliés à un réseau mixte[94]. La consommation totale de pétrole du Canada pourrait connaître une réduction équivalant à 250 000 barils par jour. Pareille réduction permettrait au Canada d'atteindre et de conserver le rang d'exportateur.

L'emploi de systèmes mixtes à l'électricité et au mazout pour le chauffage des bâtiments fournirait de nouveaux débouchés industriels aux fabricants canadiens de produits électriques. Au moins cinq modèles d'équipement de chauffage mixte résidentiel conçus par des fabricants canadiens ont été approuvés par l'Association canadienne de normalisation. La valeur marchande de l'équipement électrique pour les systèmes de chauffage mixte est estimée à environ trois milliards de dollars (en dollars de 1991). Ce marché de milliards de dollars offre de nouvelles possibilités industrielles aux fabricants canadiens et serait défrayé par une réduction correspondante de la consommation de combustibles fossiles. Ces derniers, à leur tour, n'auraient plus à être importés, ou la production nationale pourrait être exportée.

L'adoption du chauffage mixte électrique-mazout entraînerait de nombreux avantages pour les services d'électricité. L'installation de systèmes mixtes dans les maisons chauffées au mazout augmenterait la demande des centrales des services d'électricité en période hors pointe pendant la saison froide et ferait passer de 65 à 85 p. 100 le facteur de charge annuel. Le facteur de puissance passerait également de son niveau actuel caractéristique de 50 p. 100 à 75 p. 100. La plus grande partie de la charge serait ainsi de base, avec une faible portion de charge intermédiaire et aucune charge de pointe.

L'électricité de la charge de base pourrait être produite et distribuée en période hors pointe à un coût marginal pour les services d'électricité d'environ 2,3 ¢/kWh ou moins, ce qui est inférieur au tarif moyen actuel. Dans des conditions idéales, un service d'électricité disposant d'un parc d'équipement optimal pourrait percevoir aussi peu que 0,5 ¢/kWh pour son énergie hors pointe dans un système mixte. Bien sûr, ces chiffres sont théoriques, et il faudra plusieurs années pour parvenir à la pleine utilisation de la capacité hors pointe. Ce potentiel, cependant, est très vaste et en majeure partie réalisable. Enfin, les systèmes de chauffage mixte continueraient d'allouer au service d'électricité une période de relâche l'été, pour les travaux d'entretien annuels.

Cependant, sans un barème de tarifs différentiels (à savoir, des tarifs hors pointe), le consommateur n'est guère incité à faire l'acquisition d'un système de chauffage mixte. S'il pouvait profiter des économies résultant de l'efficacité accrue des systèmes mixtes par le truchement d'un tarif différencié, récompensant l'usager pour l'achat d'électricité hors pointe et le pénalisant pour l'achat d'électricité de pointe, les services d'électricité pourraient rendre le système mixte plus économique que les autres. Pareil barème tarifaire pourrait également être offert aux usagers commerciaux et industriels; ces usagers pourraient appliquer les principes des systèmes biénergie ou mixtes à leurs procédés industriels, de même qu'au chauffage des bâtiments.

Hydro-Québec a déjà mis au point un barème tarifaire différencié pour les systèmes mixtes. Dans le passé, cette société a versé aux consommateurs une allocation d'installation, laquelle, jointe à l'ancien programme fédéral de remplacement du pétrole, couvrait pratiquement tous les coûts d'achat d'un système biénergie ou mixte. Cette initiative a été couronnée de succès : le Québec compte maintenant des milliers de systèmes mixtes.

Plusieurs autres services d'électricité, notamment Ontario Hydro, ont mis en œuvre des programmes de promotion du chauffage biénergie ou mixte au début des années 1980. Le programme d'Ontario Hydro ne fut pas vraiment une réussite, surtout, semble-t-il, en raison des faibles incitatifs offerts par le service d'électricité lors de la commercialisation du système. On n'accordait aucun tarif préférentiel. Au lieu de cela, on offrait aux usagers une modeste allocation de 200 $ (en dollars de 1982) pour compenser les frais d'installation. Ontario Hydro s'est efforcée cependant de faire normaliser les modèles d'appareils de chauffage mixte, de façon à réduire les frais aux consommateurs. Ces efforts furent mal perçus à la fois des consommateurs, dont ils limitaient les choix, et des manufacturiers et entrepreneurs, dont ils réduisaient les profits. De nombreux entrepreneurs ont eu le sentiment que le service d'électricité leur demandait de réduire son facteur de charge (et, partant, ses coûts) à leurs frais. Un tarif hors pointe, tel qu'offert par la Minnkota Power Co-operative, aurait probablement connu plus de succès.

Le système biénergie ou mixte pourrait beaucoup contribuer à l'avènement de la libre concurrence du marché. Les ménages et les usagers commerciaux et industriels pourraient également passer d'une source d'énergie à l'autre à leur gré. Il faudrait cependant tenir compte du fait que l'énergie électrique hors pointe, provenant de génératrices de la charge de base, sera toujours bon marché.

Stratégies de croissance

Les programmes de R-D des services canadiens d'électricité touchent plusieurs technologies de pointe, telles que la fusion, la fission de la nouvelle génération, la supraconductivité et la télérobotique[96]. Le système nucléaire CANDU et l'expertise canadienne en matière de développement des ressources hydro-électriques démontrent que, dans l'état actuel des choses, la R-D dans le domaine de l'énergie électrique au Canada est de premier ordre. Mais les dépenses au titre de la R-D sont faibles par rapport aux autres pays.

Les domaines les plus prometteurs, où le Canada aurait intérêt à intensifier sa R-D, sont sans doute les applications et l'utilisation de l'électricité, notamment l'élaboration d'électrotechnologies[97].

L'expansion des activités des services d'électricité dans le domaine de la fabrication de pointe n'est pas sans précédent[98]. Au Japon, une société comme la Tokyo Electric Power Co. fait partie d'un conglomérat dont les multiples activités sont reliées à son entreprise principale qui est la production et la distribution d'énergie électrique[99]. En Allemagne, le service d'électricité RWE a créé un conglomérat dont l'intégration est à la fois verticale et horizontale. Ce conglomérat s'intéresse aux ressources énergétiques et aux activités connexes que sont la distribution du gaz et de l'eau, de la construction et de la fabrication d'équipements électriques[100]. Les activités de la société d'énergie norvégienne Norsk-Hydro, dans le secteur de la métallurgie, en constituent un autre exemple[101].

Les retombées de la R-D des services d'électricité pour le secteur manufacturier peuvent être importantes[102]. Par exemple, Électricité de France, dont l'investissement annuel dans la R-D en matière d'électrotechnologies commerciales s'élève à 10 millions de dollars, estime que le chiffre d'affaires de ses partenaires industriels atteindra éventuellement 100 millions de dollars par année[103].

Plus près de nous, la société Entreprises Bell Canada Inc. montre l'effet d'entraînement que peut avoir sur l'économie une entreprise qui produit d'importants revenus permanents[104]. Les services

publics qui fournissent l'électricité et les services téléphoniques accumulent des profits considérables qu'ils peuvent investir dans les secteurs d'avenir à forte croissance[105].

Cependant, l'étendue de la R-D effectuée par les services canadiens d'électricité demeure faible dans le contexte mondial et ces derniers ont fort peu de marge de manœuvre dans l'élaboration de technologies stratégiques à moyen ou à long termes[106]. Au Canada, en outre, la commercialisation de la recherche des services publics d'électricité est peu fréquente et ses retombées industrielles sont généralement minces[107].

De fait, le financement de la recherche de pointe et de la recherche pure, ainsi que de l'élaboration de technologies stratégiques (15 millions de dollars d'Hydro-Québec et 18 millions d'Ontario Hydro) est très maigre lorsque l'on considère que[108] :

- au Japon, le programme de R-D, de démonstration et d'évaluation de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque reçoit plusieurs centaines de millions de dollars de financement; et
- aux États-Unis, les gouvernements et les instituts de recherche consacrent environ 500 millions de dollars par année à la recherche sur la fusion nucléaire[109].

Compte tenu du faible financement de la R-D au Canada, on peut se demander quel rôle celui-ci peut espérer jouer dans l'élaboration des technologies clés du secteur de l'électricité au XXI[e] siècle[110]. Malgré le bien-fondé d'une augmentation de la R-D, il serait peu réaliste de recommander une injection de fonds gouvernementaux dans ce domaine, compte tenu de l'énorme dette nationale et de l'obligation de réduire les dépenses. On pourrait cependant faire appel à d'autres sources de financement. Les services canadiens d'électricité pourraient[111] :

- collaborer plus étroitement avec l'industrie (par exemple, dans les coentreprises) ou, en cas d'échec, intervenir directement dans l'industrie par des acquisitions ou des alliances;
- établir des liens avec les fabricants selon le modèle allemand, où le service d'électricité est intégré au secteur de la fabrication du matériel électrique; la société Entreprises Bell Canada Inc., par ses liens avec Northern Telecom et Recherches Bell-Northern Limitée, fournit un modèle semblable dans un autre secteur au Canada;
- utiliser leur pouvoir d'achat pour renforcer les activités communes de R-D et éviter de fragmenter un marché déjà restreint au Canada[112];
- renforcer la collaboration entre les services d'électricité au Canada et à l'étranger, et profiter de la synergie que suscitent les coentreprises; et, surtout,
- ouvrir de nouveaux marchés pour des produits entièrement nouveaux; l'une des stratégies à cet égard serait d'offrir des barèmes tarifaires différentiels.

Conclusion

En matière de R-D dans le secteur de l'énergie électrique, le Canada occupe, à l'échelle mondiale, le gros du peloton. Relativement aux autres secteurs de l'économie, cependant, la R-D des services d'hydro-électricité est importante. Malheureusement, les Canadiens ne retirent pas tous les avantages possibles des capitaux considérables investis en leur nom dans la R-D par les services d'électricité. Ceux-ci, de leur côté, semblent en être conscients et souhaiteraient rentabiliser davantage leur investissement. Pour remédier à cette situation et renforcer la compétitivité du Canada dans le monde, certains experts réclament une intervention ou une collaboration accrue des gouvernements dans ce secteur, tandis que d'autres préconisent la privatisation.

Plusieurs facteurs, cependant, vont à l'encontre de chaque solution. Tout d'abord, la R-D dans le secteur de l'énergie électrique au Canada est faible à l'échelle internationale, l'investissement de ce secteur dans les technologies de pointe étant particulièrement anémique. Fait plus important encore, cette R-D n'entraîne, pour le moment, que fort peu de retombées pour le secteur manufacturier canadien, en raison de l'absence d'une structure industrielle solide dans ce domaine. En revanche, les Canadiens profitent de tarifs d'électricité qui sont parmi les plus bas au monde.

Le secteur canadien de l'énergie électrique a la possibilité de mettre au point des technologies de puissance hors pointe. Si les services d'électricité proposaient aux consommateurs des prix-signaux qui leur indiquent clairement les variations dans le temps des coûts de l'énergie et les incitent à changer de source, ils ouvriraient à l'industrie un important débouché pour l'élaboration d'un nouvel appareillage électrique. Le Canada pourrait être un chef de file dans ce domaine. Les systèmes de chauffage biénergie ou mixtes en sont un exemple frappant. Cette technologie semble légitimer la production d'énergie à grande échelle et l'actuelle philosophie de production des services d'électricité. Encore faudrait-il que ceux-ci différencient leurs barèmes tarifaires et offrent des tarifs hors pointe.

Annexe — Cadre d'analyse des stratégies en matière de technologie

Dans le cadre de la méthode d'analyse de chaque secteur, le Conseil des sciences du Canada a cherché, dans la mesure du possible, à évaluer les stratégies des entreprises en matière de technologie conformément au schéma suivant :

produit			
procédé			
	adoption et adaptation	innovation	percée

Catégories de stratégies

Adoption et adaptation : Acquérir une technologie et l'adapter afin de s'en servir pour soutenir la concurrence.

Innovation : Améliorer progressivement la technologie gagnante afin d'obtenir une plus grande part du marché ou de conserver son avantage concurrentiel.

Percée : Chercher à créer une discontinuité sur le marché et, par ce moyen, devancer les concurrents.

Les études de cas d'entreprises ont généralement porté sur au moins sept paramètres clés qui influent sur la stratégie d'une entreprise en matière de technologie :

- trois paramètres internes :
  - la position concurrentielle,
  - la capacité d'innover,
  - la stratégie et la vision;
- quatre paramètres externes :
  - les demandes du client,
  - la rivalité concurrentielle,
  - les conditions d'approvisionnement,
  - la technologie disponible.

La méthode prévoyait aussi essentiellement un processus en trois étapes pour chaque secteur. Dans la première étape, un ou plusieurs entrepreneurs ont analysé les éléments principaux de la compétitivité et de la performance en matière de R-D du secteur canadien et de ses principaux concurrents étrangers. La deuxième étape comprenait l'évaluation du ou des rapports préparés à contrat, la discussion avec les entrepreneurs et autres experts, une recherche maison supplémentaire et la préparation d'une ébauche de rapport du Conseil. Au cours de la troisième étape, des spécialistes de l'extérieur ont formulé des observations sur l'une ou sur plusieurs des ébauches du rapport du Conseil,

qui ont alors été révisées et raffinées au besoin, à la suggestion de la personne ressource de ce secteur au sein du comité chargé du projet (*voir* les remerciements). Pour certains secteurs, la troisième étape comptait aussi la participation de plusieurs spécialistes de l'extérieur dans le cadre d'un petit atelier de travail, dont une partie a permis de définir certains éléments d'un plan d'action possible pour le secteur. Le rapport a ensuite été soumis pour approbation finale au Comité de direction du Conseil des sciences, avant d'être envoyé à Industrie, Sciences et Technologie Canada.

Notes

1. Fondation de recherche d'Enquête énergétique, *The Worldwide Phenomenon of Electricity Sector Privatizations*, 24 mars 1991, p. 1.

2. *Ibid*, p. 4.

3. *Ibid.*

4. Larry E. Ruff, «Electricity restructuring in two nations: different paths to a competitive future», *Public Utilities Fortnightly*, 22 juin 1989, p. 14.

5. *Ibid.*

6. Terence Corcoran, «Shedding light on Hydro inefficiencies», *Globe and Mail*, 6 septembre 1990, p. B-10.

7. *Ibid.*

8. *Ibid.*

9. *Ibid.*

10. Enquête énergétique, *op. cit.*, p. 7.

11. Ruff, *op. cit.*, p. 15.

12. *Ibid.*, p. 18.

13. Robert L. Frost, *Public and private technologies in capital-intensive industry: The cases of electrical power in France and New York*, document présenté à l'atelier interdisciplinaire international sur la science, la technologie et les politiques, université Marie Curie, Lublin (Sklodowska), Pologne, 27-29 septembre 1991.

14. Passmore Associates International, *The Private Power Option for Canada*, octobre 1987, p. 2.

15. Conseillers en management MARCON Inc., *Rôle, stratégie et politiques des entreprises de service public d'électricité en matière de R-D*, rapport préparé pour le Conseil des sciences du Canada, 1991 (inédit) p. 61.

16. Passmore Associates International, *op. cit.*, p. 14.

17. *Ibid.*

18. *Ibid.*, p. 11.

19. «Encounter: Jean-Thomas Bernard», *Financial Times of Canada*, 27 mai 1991, p. 35.

20. Conseillers en management MARCON Inc., *op. cit.*, p. 62.

21. *Ibid.*, p. 61.

22. Corcoran, *op. cit.*

23. Conseillers en management MARCON Inc., *op. cit.*, p. 61.

24. Corcoran, *op. cit.*

25. *Ibid.*

26. *Ibid.*

27. *Ibid.*

28. Fondation de recherche d'Enquête énergétique, *Energy Probe's Proposal to the Demand/Supply Plan Environmental Assessment Hearing*, août 1990, p. 1.

29. Rhéal Séguin et André Picard, «Hydro-Québec selling cut-rate power to firms, MNA says», *Globe and Mail*, 17 avril 1991, p. 1.

30. «Encounter: Jean-Thomas Bernard», *Financial Times of Canada*, 27 mai 1991, p. 35.

31. Michelle Lalonde, «Soaring price tag raises serious doubts about Great Whale», *Globe and Mail*, 30 avril 1991, p. B-23.

32. *Ibid.*

33. *Ibid.*

34. *Ibid.*

35. *Ibid.*

36. *Ibid.*

37. *Ibid.*

38. *Ibid.*

39. *Ibid.*

40. *Ibid.*

41. Passmore Associates International, *op. cit.*, p. 6.

42. *Ibid.*, p. 7.

43. *Ibid.*

44. *Ibid.*

45. *Ibid.*

46. *Ibid.*, p. 2.

47. *Ibid.*, p. 14.

48. *Ibid.*, p. 18.

49. *Ibid.*

50. Sources : Ontario Hydro et Hydro-Québec

51. Lors de leurs travaux dans le cadre du projet de recherche du ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie, Ontario Hydro employait un taux d'intérêt réel de 4,5 p. 100; Hydro-Québec, un taux de 6 p. 100. Cependant, ces taux ne tiennent pas compte de tous les facteurs évoqués ici.

52. Facteur de charge = (charge moyenne ÷ charge de pointe) × 100 %. Il s'agit d'un indice de la charge. Par contraste, le facteur de capacité est un indice de la capacité d'utilisation. Facteur de capacité = (production actuelle ÷ production théorique) × 100 %.

Le facteur de charge est toujours plus élevé, en pratique, que le facteur de capacité. Cela tient principalement au fait que les services d'électricité disposent d'un équipement de réserve qui ne fonctionne qu'en cas de panne ou d'interruption involontaire. Il va sans dire que si tout va bien, cet équipement est au repos. Bien que cet équipement de réserve n'ait aucun rapport avec les caractéristiques de charge de la demande, il entre pourtant dans les calculs de la capacité — utilisation. Étant destiné à demeurer au repos — et le demeurant d'ordinaire — sa production est minime, ce qui, statistiquement, déprime le facteur de capacité. De plus, un service d'électricité peut disposer d'une capacité excédentaire en plus de sa réserve (c'est le cas de la plupart des services au Canada). Cet excédent rabaisse davantage le facteur de capacité relativement au facteur de charge.

53. Bien qu'un service d'électricité doive affecter 10 kW par bâtiment pour le chauffage de pointe, la capacité de l'installation de chauffage de ce même bâtiment devrait être beaucoup plus élevée — entre 20 et 25 kW. On s'assure ainsi qu'il y aura toujours suffisamment de capacité pour conserver la chaleur du bâtiment dans d'autres circonstances.

54. Tom Spears, «Hydro's Espanola experiment», *Ottawa Citizen*, 15 décembre 1991, p. E-2.

55. Conseillers en management MARCON Inc., *op. cit.*, pp. 18-19.

56. *Ibid.*, pp. 19-20.

57. *Ibid.*, p. 21.

58. *Ibid.*, p. 50.

59. *Ibid.*, p. 45.

60. *Ibid.*, p. 27.

61. *Ibid.*

62. *Ibid.*

63. *Ibid.*, p. 36.

64. Jean-Paul Cristel et Robert Cristel, *Stratégie d'innovation — secteur équipement électrique*, rapport préparé pour le Conseil des sciences du Canada, 1991 (inédit), p. 37.

65. *Ibid.*, p. 40.

66. Conseillers en management MARCON Inc., *op. cit.*, p. 31.

67. *Ibid.*

68. Cristel et Cristel, *op. cit.*, p. 49.

69. *Ibid.*, p. 50.

70. *Ibid.*, p. 49.

71. *Ibid.*

72. Conseillers en management MARCON Inc., *op. cit.*, p. 31.

73. Cristel et Cristel, *op. cit.*, p. 38.

74. Conseillers en management MARCON Inc., *op. cit.*, p. 32.

75. Cristel et Cristel, *op. cit.*, p. 1.

76. *Ibid.*, p. 118.

77. *Ibid.*

78. *Ibid.*, p. 119.

79. *Ibid.*, p. 28.

80. *Ibid.*, p. 33.

81. «AECL forecast», *Globe and Mail*, 28 mai 1991, p. B-2.

82. Cristel et Cristel, *op. cit.*, p. 35.

83. *Ibid.*

84. *Ibid.*

85. *Ibid.*, p. 36.

86. *Ibid.*

87. *Ibid.*, p. 62.

88. *Ibid.*, pp. 40-41.

89. *Ibid.*

90. Rose-Marie L. Audette, «The quiet surge», *Environmental Action*, septembre-octobre 1990, p. 25

91. *Ibid.*, p. 28.

92. Tréma gestion-conseil Inc., *The Status of Electrotechnologies in Canada*, mars 1990, p. x.

93. Rick Clayton, *Electric/Oil Hydrid Heating Systems*, Ottawa, ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie, 1984, ch. III, «Potential of the electric hydrid system».

94. *Ibid.*, ch. IV.

95. *Ibid.*, ch. III.

96. *Ibid.*, p. 57.

97. *Ibid.*, p. 38.

98. *Ibid.*, p. 62.

99. *Ibid.*

100. *Ibid.*

101. *Ibid.*

102. *Ibid.*, p. 44.

103. *Ibid.*

104. *Ibid.*, p. 62.

105. *Ibid.*

106. *Ibid.*, p. 54.

107. *Ibid.*, p. 44.

108. *Ibid.*, p. 57.

109. *Ibid.*

110. *Ibid.*

111. *Ibid.*, p. 55.

112. *Ibid.*